

VŠB - TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA
FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A INFORMATIKY

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Akademický rok:2011/2012

Dalibor Tichý

VŠB - TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA
FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A INFORMATIKY
KATEDRA ELEKTROENERGETIKY

**Návrh rekonstrukce elektrických sítí 110 kV v oblasti
severní Morava**

**Plan of Electrical Network 110 kV Reconstruction in
Area North Moravia**
Bakalářská práce

Akademický rok:2011/2012

Dalibor Tichý

Zadání bakalářské práce

Student: **Dalibor Tichý**
Studijní program: B2649 Elektrotechnika
Studijní obor: 3907R001 Elektroenergetika
Téma: **Návrh rekonstrukce elektrických sítí 110 kV v oblasti severní Moravy**
Plan of Electrical Network 110 kV Reconstruction in Area North Moravia

Zásady pro vypracování:

1. Teoretický rozbor elektrických sítí
2. Ztráty v sítích
3. Rozbor možností optimalizace chodu sítí.
4. Současný stav sítí PS a sítí 110 kV v oblasti severní Moravy
5. Varianty rekonstrukce sítí 110 kV a transformace ZVN (VVN)/110 kV
6. Vyhodnocení jednotlivých variant
7. Stanovení optimální varianty

Seznam doporučené odborné literatury:

1. Hradílek Z. : Elektroenergetika, skriptu VŠB Ostrava 1992
2. Santarius P. : Elektrické stanice a vedení, skriptu VŠB Ostrava 1990
3. Hodinka, M., Fecko, Š., Němeček, F.: Přenos a rozvod elektrické energie. SNTL 1989 Praha
4. Materiály ČEZ Distribuce, a.s.

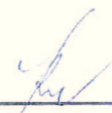
Formální náležitosti a rozsah bakalářské práce stanoví pokyny pro vypracování zveřejněné na webových stránkách fakulty.


Vedoucí bakalářské práce: **prof. Ing. Stanislav Rusek, CSc.**

Datum zadání: 30.11.2011

Datum odevzdání: 04.05.2012




prof. Ing. Stanislav Rusek, CSc.
vedoucí katedry


prof. RNDr. Václav Snášel, CSc.
děkan fakulty

Poděkování

Rád bych touto cestou poděkoval prof. Ing. Stanislavu Ruskovi, CSc. za odborný dohled, cenné rady, užitečné připomínky a výbornou spolupráci, které mi byly během zpracování této bakalářské práce poskytnuty.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně.
Uvedl jsem všechny literární prameny a publikace, ze kterých jsem čerpal.

V Ostravě 23.4.2012



Dalibor Tichý

Abstrakt

Návrh rekonstrukce je rozhodovací proces, v němž subjekt rozhodování vybírá optimální variantu ze všech posuzovaných řešení, tj. Proces, jehož výsledkem je optimální rozhodnutí. V této práci jsem se zaměřil na teoretický rozbor elektrických sítí dle typu, topologie a důležitosti dodávky elektrické energie. Dále jsou zde zachyceny rozbor vlivů ovlivňující elektrické ztráty v sítích. Teoretický rozbor možnosti optimalizace ztrát v sítích a optimalizační metody a jejich zhodnocení. Je zde popsána analýza napájení oblasti 110 kV Nošovice, Lískovec a doporučena varianta řešení, která je vhodná pro tuto oblast. Navrhované řešení využívá výstavbu nové rozvodny a transformace 400/110 kV Kletné, které nám umožní vyhovět požadavkům nových odběratelů a průmyslových zón na připojení k distribuční soustavě. V závěru práce je uvedeno zhodnocení přijatého řešení.

Klíčová slova

Elektrické sítě, ztráty v sítích, optimalizace chodu sítí, optimalizační metody

Abstract

Design reconstruction of the decision-making process in deciding which agency selects best option of all the solutions under consideration, ie a process whose result is an optimal decision. In this work, I focused on the theoretical analysis of electrical networks by type, topology, and the importance of electricity supply. Further analysis of the effects recorded here influencing the electricity network losses. Theoretical analysis of options to optimize network losses, and optimization methods and their evaluation. It describes the analysis of the 110 kV power Nošovice, Lískovec and recommended alternative solutions that are appropriate for this area. The proposed solution uses the construction of a new substation, 400/110 kV transformation Kletné, which will enable us to meet the demands of new customers and industrial zones on the grid connection. In conclusion the evaluation referred to the solution adopted.

Key words

Electrical network, Network Losses, Running Network optimization, Optimization methods

SEZNAM POUŽITÝCH ZNAČEK A ZKRATEK

ALB	rozvodna Albrechtice
CLO	rozvodna Černá louka
CSM	rozvodna Čs. armáda
ČEPS	provozovatelem české energetické přenosové soustavy
DA	rozvodna Darkov
DEZ	rozvodna DEZA Valašské Meziříčí
DS	distribuční soustava
EDE	elektrárna Dětmárovice
EDĚ	elektrárna Dětmárovice
EKL	elektrárna Kladno
EMĚ	elektrárna Mělník
ES	elektrizační soustava
ETB	elektrárna Třebovice
HAV	rozvodna Havířov
HRE	rozvodna Hranice
HZI	rozvodna Horní Životice
KLE	rozvodna Kletné
KOP	rozvodna Kopřivnice
KRA	rozvodna Krasíkov
LIS	rozvodna Lískovec
MAR	rozvodna Martinov
MNI	rozvodna Mnisztwo PL
MSV	rozvodna Mošnov
NH	rozvodna Nová Huť
NJI	rozvodna Nový Jičín
nn	nízké napětí
ODR	rozvodna Odry
OTR	rozvodna Otrokovice
PGW	rozvodna Pogwiazdow PL
PRJ	rozvodna Prostějov
PRN	rozvodna Prosenice
PŘI	rozvodna Příbor
PS	přenosová soustava
PZ	průmyslová zóna
RIV	rozvodna Riviéra
RLV	rozvodna Rychlov
SDD	rozvodna Suchdol
SLU	rozvodna Slušovice
SRD	rozvodna Střelná ČD

STD	rozvodna Studénka
STE	rozvodna Štenberk
SVM	rozvodna sklo Valašské Meziříčí
TAT	rozvodna Tatra Kopřivnice
TZ	rozvodna Třinecké železářny
UO	uzlová oblast
USD	rozvodna Ústí ČD
UST	rozvodna Ustroň
uvn	ultra vysoké napětí
VIT	rozvodna Vítkov
VME	rozvodna Valašské Meziříčí
vn	vysoké napětí
VST	rozvodna Vsetín
vvn	velmi vysoké napětí
zvn	zvlášť vysoké napětí

Obsah:

1. Teorie rozboru elektrických sítí	3
2. Ztráty v sítích	8
3. Rozbor možnosti optimalizace chodu sítí	10
4. Současný stav + výhled sítí PS a sítí 110 kV v oblasti severní Morava	14
4.1. Současný stav	14
4.2. Nárůst odběrů	14
4.3. Provoz zdrojů	16
5. Varianty rekonstrukce sítí 110 kV a transformace ZVN (VVN)/110kV	18
5.1. Podmínky a předpoklady pro zajištění růstu spotřeby	18
5.2. Varianty posílení transformačního výkonu PS/110 kV	19
5.2.1. Varianta Lískovec	19
5.2.2. Varianta Vratimov	20
5.2.3. Varianta Dětmárovice	20
5.2.4. Varianta Kletné	21
5.3. Postup výpočtu variant posílení	22
6. Vyhodnocení jednotlivých variant	23
6.1. Výsledné srovnání navržených variant	24
6.1.1. Hledisko Přenosové sítě	24
6.1.2. Hledisko Distribuční sítě 110 kV	24
6.1.3. Hledisko posílení spotřeby	24
6.1.4. Hledisko vzdálenosti od stávajících uzlů	25
6.2. Ekonomické srovnání variant posílení transformace PS/110 kV	25
6.3. Porovnání jednotlivých variant a výsledné doporučení	27
7. Stanovení optimální varianty – Varianta Kletné (5.2.4)	27
7.1. Popis stávajícího stavu zapojení sítě 110 kV	27
7.2. Výpočet ustáleného chodu sítě pro stávající stav	28
7.2.1. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 1 ALB:4:A	28
7.2.2. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 2 ALB:4:B	30
7.2.3. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 3 KRA:4:A	31
7.2.4. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 4 MNI:1:A	32
7.2.5. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 5 OTR:4:A	33
7.2.6. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 6 PGW:1:A	34
7.3. Popis nového stavu zapojení sítě 110 kV	35
7.4. Výpočet ustáleného chodu sítě pro nový stav	36
7.4.1. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 1 ALB:4:A	36
7.4.2. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 2 ALB:4:B	38
7.4.3. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 3 KLE:400:B	39
7.4.4. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 4 KRA:4:A	40
7.4.5. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 5 MNI:1:A	41
7.4.6. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 6 OTR:4:A	42

7.4.7. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 7 PGW:1:A	43
8. Závěr	45
9. Použitá literatura	46
10. Přílohy	47

1. Teorie rozboru elektrických sítí:

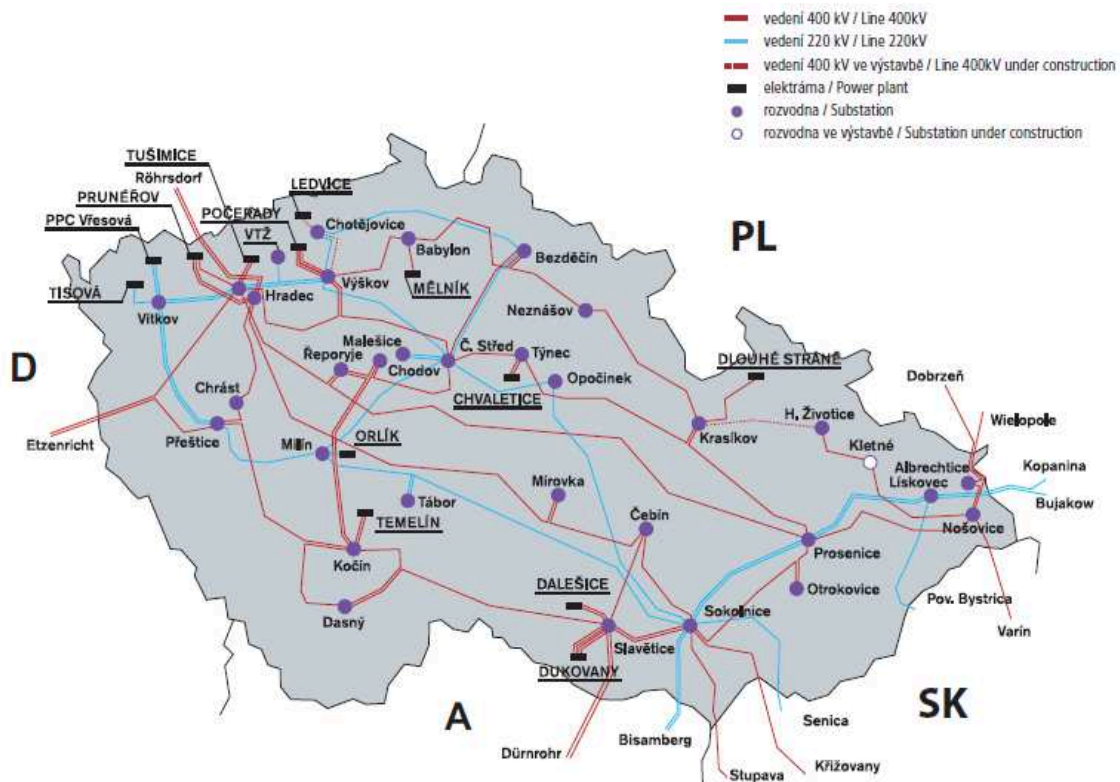
Rozdělení elektrických sítí dle typu soustavy:

- Přenosovou soustavu
- Distribuční soustavu

Přenosová soustava je systém zařízení, které zajišťuje přenos elektrické energie od výrobců k odběratelům, čímž je míněn přenos velkých zdrojů (elektráren) k velkým rozvodnám. Přenosová soustava tvoří páteř přenosu elektrické energie a zajišťuje přenosy na velké vzdálenosti a ve velkých objemech. Přenos elektrické energie zpravidla obstarávají vedení dle následujících napěťových stupňů:

- uvn – více než 800 kV
- zvn – 300 kV až 800 kV
- vvn – 52 kV až 300 kV

Přenosovou soustavu v České republice provozuje společnost ČEPS, a.s. Síť přenosové soustavy je tvořena vedením zvn 400 kV, vvn 220 kV a vybraná vedení 110 kV a několik transformačních stanic. Mezinárodně je síť propojena šestnácti vedeními propojena se sítí dalších členu UCTE (evropské sdružení členů přenosových soustav).[2]



Obr.č.1 Schéma sítí 400 a 220kV

Distribuční soustava je systém zařízení, který zajišťuje rozvod elektrické energie od rozvodu k jednotlivým uživatelům, například firmám s vlastními transformátory nebo k transformátorům pro místní rozvody nn pro domácnosti a drobné podnikatele, firmám. Přenos elektrické energie zpravidla obstarávají vedení dle následujících napěťových stupňů:

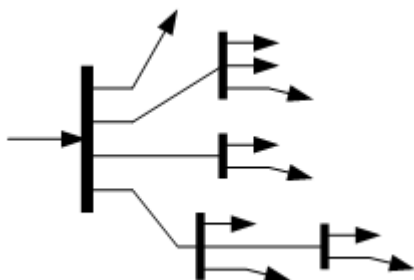
- vvn – 110 kV
- vn – 22 kV
- nn – 0,4 kV (to je 400 V sdružené a odpovídá 230 V fázového)

Historicky se na našem území vyskytují soustavy s napěťovými hladinami vn 35 kV, 10 kV, 6 kV a 3 kV a v průmyslových objektech i napětí vn 6,3 kV, 6kV, 5,25 kV a nn 950 V, 690 V, 500 V.[1]

Rozdělení dle topologie elektrické rozvodné sítě:

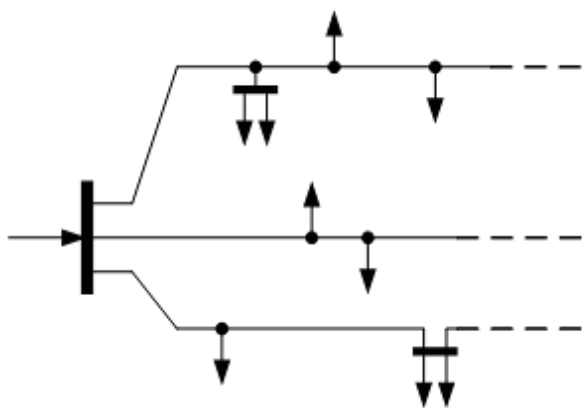
- hvězdicový (paprskový) rozvod
- průběžný rozvod
- kruhový rozvod
- hřebenový rozvod
- mřížový rozvod
- dvojpaprskový rozvod

Hvězdicový (paprskový) rozvod je napájen z jednoho místa. Z místa napájení např. z transformátorové stanice nebo spínacího uzlu vycházejí vedení paprskovitě ke spotřebitelům. Hvězdicové sítě se jednoduše budují, jsou přehledné, lehko se v nich mění spotřeba. Nevýhodou je rostoucí úbytek napětí směrem ke koncovému odběrateli a tím i omezena zatížitelnost. Další nevýhodou tohoto rozvodu je, že nemá zajištěno rezervní napájení. V případě výpadku kteréhokoliv prvku rozvodu má za následek výpadek napájení jednoho nebo více spotřebičů.[3]



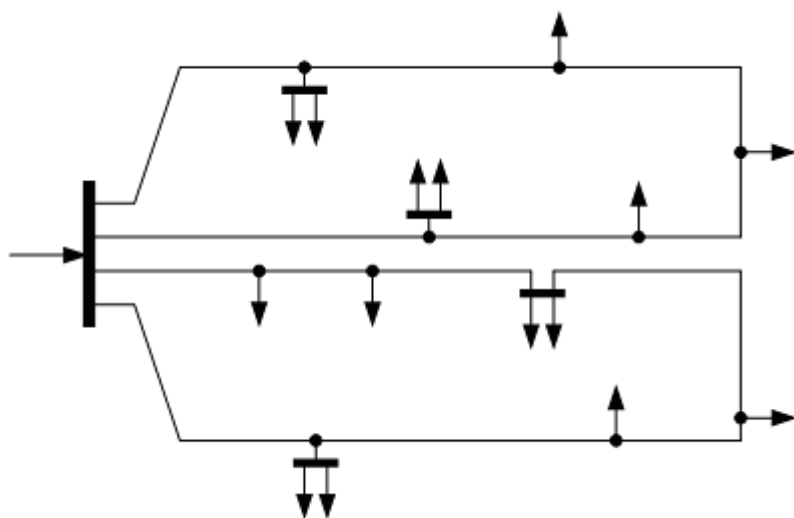
Obr.č.2 paprskový rozvod

Průběžný rozvod je přehledný, ale vzhledem ke své konfiguraci musí mít větší průřezy kabelů z napájecí rozvodny. Počet kabelů je menší než u paprskového rozvodu a zpravidla se jej využívá ve velmi hustě zastavěných městských rozvodech. [3]



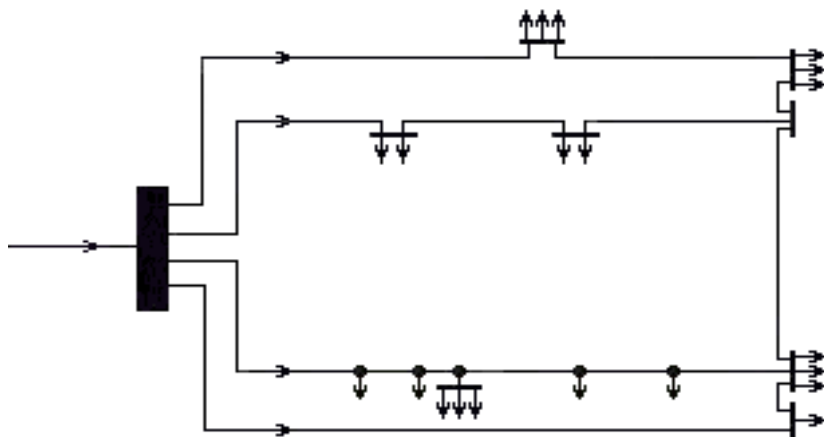
Obr.č.3 průběžný rozvod

Kruhový rozvod zabezpečuje napájení vždy ze dvou stran, to znamená, že každé odběrné místo má napájení ze dvou stran. Při poruše nedojde k odpojení všech odběratelů, ale pouze některé části kruhu. To znamená, že dojde k rekonfiguraci topologie na dvě paprskové sítě. Při napájení ze dvou míst se rozdělí napájecí proudy a úbytky napětí i ztráty ve vedení jsou menší než při napájení z jednoho místa. Tímto zapojením se zvýší spolehlivost napájení jednotlivých odběrů. Většinou se tento typ rozvodu provozuje jako rozpojený a při poruše některého vodiče se provádí příslušné manipulace. Tento obvod obvykle vyhovuje dodávce druhého stupně.[3]



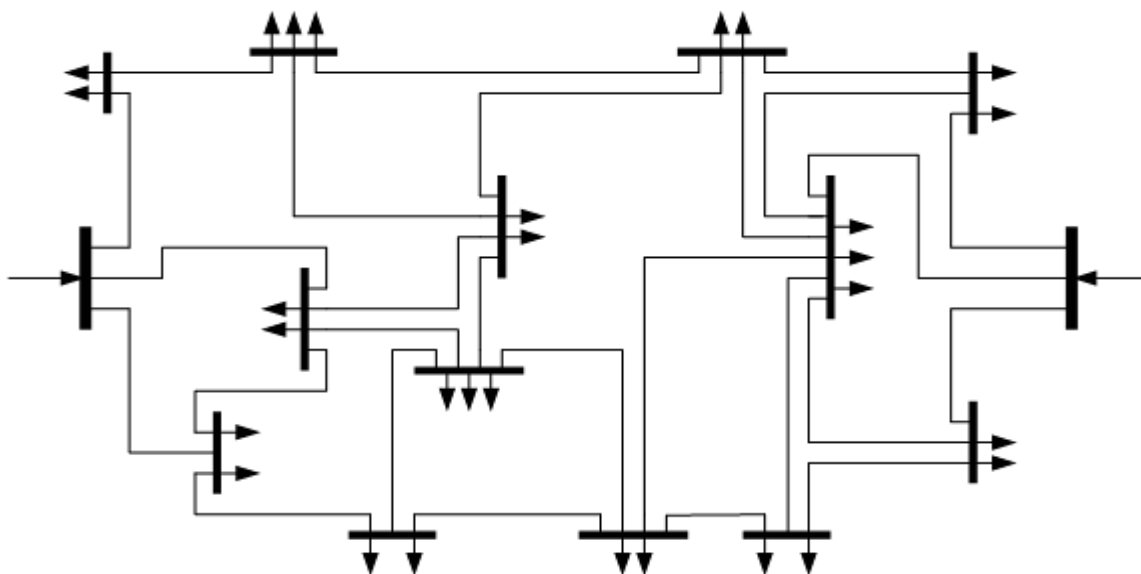
Obr.č.4 kruhový rozvod

Hřebenový rozvod je vytvořen jako rozvod několika paprsky, které jsou na konci navzájem propojeny v místě soustředěné spotřeby. Přitom paprsky mohou mít ještě odbočky pro napájení jednotlivých bližších spotřebičů. Hřebenový rozvod se velmi blíží okružnímu rozvodu a jeho vlastnosti i použití jsou podobné. Tímto se zvyšuje spolehlivost napájení jednotlivých odběrů, ale zvětšují se délky použitých kabelů. Při takto koncipovaném rozvodu musíme dbát na umístění případných rozpojovacích bodů. Je-li tento rozvod doplněn dalším nezávislým zdrojem, je možná zajištěnost dodávky prvního stupně. Často bývá hřebenový rozvod využíván ve větších průmyslových závodech.[3]



Obr.č.5 hřebenový rozvod

Mřížový rozvod je vytvořen alespoň dvěma napájecími místy s hlavními rozvaděči a hustější sítí vzájemně propojených podružných rozvaděčů. Tak vzniká rozvod, ve kterém jsou jednotlivé podružné rozvaděče napájeny nejméně ze dvou či více směrů. Přitom některé uzlové rozvaděče mohou propojovat větší počet paprsků. Jednotlivá vedení (větvě) se stýkají v uzlech, které tvoří pojistkové skříně nebo rozvodnice. Při poruše je pojistkami (pojistky slabé vazby) odpojeno příslušné vedení, ale uzel je napájen z ostatních větví. Tento druh rozvodu může pokrývat i velké plochy s četnými odběry elektrické energie a je tedy vhodný pro napájení husté městské zástavby nebo objektů velkých a rozsáhlých průmyslových závodů. Mřížový rozvod má pro svou variabilitu napájecích cest vysokou provozní spolehlivost, podmíněnou ovšem vysokými pořizovacími náklady a menší využitelností spojovacích cest. Bývá obvykle, že mřížová síť je vytvořena kabely jednotného průřezu, což umožňuje větší množství alternativ provozu, avšak s menším využitím průřezu kabelů. Tento typ sítě je náročný na údržbu (kontrola stavu pojistek), zajišťuje však nejvyšší spolehlivost napájení jednotlivých odběrů. Při nezávislých napájecích zdrojích zajišťuje tento rozvod dodávku prvního stupně.[3]



Obr.č.6 mřížový rozvod

Dvojpaprskový rozvod je v podstatě kombinací dvou paprskových rozvodů s množstvím vzájemného záskoku dvou zdrojů elektrické energie. Přidáním dalšího nezávislého zdroje a dimenzování každého přívodu na plné zatížení je splněn první stupeň dodávky elektrické energie. Aby však nedošlo při provozu obou zdrojů k paralelnímu chodu, jsou všechny podružné rozvaděče podélně rozpojeny. K jejich propojení dochází pouze při výpadku jednoho z napájecích zdrojů. Je to tudíž klasické schéma pro provozy s důležitými odběry např. napájení požárních zařízení nebo vlastní spotřeba elektráren.[3]

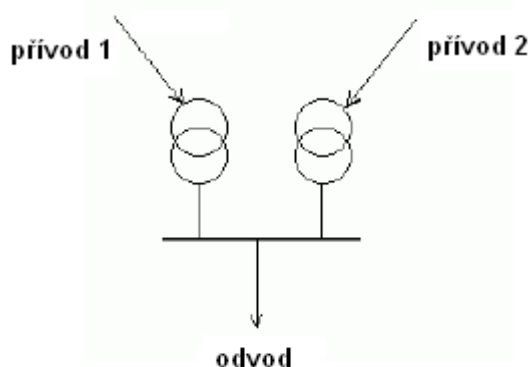
Uvedené druhy elektrických rozvodů jsou základními stavebními prvky silnoproudých rozvodů a rozvodných zařízení. Skutečný realizovaný rozvod elektrické energie může být proveden jako jeden z uvedených druhů, nebo jako jejich kombinace. Rozhodujícími hledisky jsou požadavky spotřebitele na stupeň dodávky elektrické energie, možnosti distribučních společností v místě provozu a v neposlední řadě také náklady na provedení silnoproudého rozvodu a celého rozvodného zařízení. Každé průmyslové (i jiné) odběrné místo je třeba samostatně analyzovat.

Rozdělení dle důležitosti dodávky elektrické energie:

- dodávka 1. stupně se zvýšenou provozní spolehlivostí
- dodávka 2. stupně
- dodávka 3. stupně

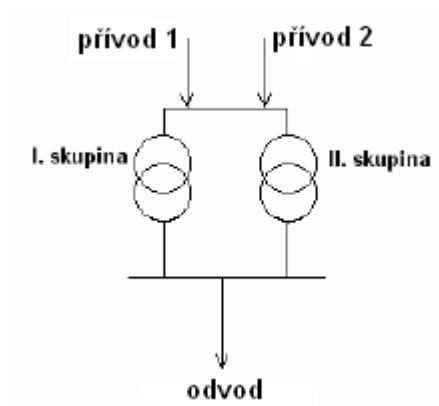
Dodávky 1. stupně jsou dodávky, které musí být zajištěné za každých okolností. Přerušení dodávky elektrické energie může způsobit ohrožení lidských životů nebo velké materiální a finanční škody. Nejčastěji se dodávky 1. stupně vyžadují ve zdravotnictví na operačních sálech, na dolech u důlních ventilátorů, apod. Dodávky 1. stupně musí být zajištěny ze dvou na sobě nezávislých napájecích zdrojů, z nichž každý musí mít takový výkon, aby dodávku 1. stupně zajistil. Pokud oba zdroje pracují paralelně, musí se při poruše jednoho zdroje ihned paralelní provoz rozdělit. Přepnutí na druhý napájecí zdroj se provede buď zásahem obsluhy, nebo automaticky ihned po výpadku prvního zdroje.[5]

U poměrně malých výkonů může být jako druhý zdroj použito záložní soustrojí se spalovacími turbínami, akumulátorová baterie atd. Místo druhého zdroje může být také použit náhradní neelektrický pohon daného zařízení, jako je spalovací motor.



Obr.č.7 zapojení dodávky 1. stupně

Dodávky 2. stupně jsou dodávky, jejichž přerušení může způsobit omezení výroby popřípadě zastavení výroby, avšak nedojde k ohrožení bezpečnosti osob ani k velkým ekonomickým škodám. Dodávky se zajistí podle konkrétního odběru. Mezi zařízení u kterých jsou vyžadovány dodávky 2. stupně jsou obráběcí stroje, automatické linky se zatavovacími a čerpacími automaty, olejové a emulzní hospodářství s centrálním rozvodem, pásové a řetězové dopravníky, apod. Přepnutí záložního napájení může být provedeno zákrokem obsluhy. Počet napáječů a výkony transformátorů se volí tak, aby byla zajištěna vzájemná záloha bez dalších investic. Většinou se za dostatečné považuje připojení aspoň na dva transformátory, nebo dvě skupiny transformátorů. Napájení transformátorů se již většinou neposuzuje.[5]



Obr.č.8 zapojení dodávky 2. stupně

Dodávky 3. stupně jsou dodávky, které nemusí být zajišťovány zvláštními opatřeními.[5]

2. Ztráty v sítích:

Ztráty v rozvodech elektrické energie lze rozdělit z několika hledisek do několika skupin:

A. Ztráty

- obchodní,
- technické.

Obchodní ztráty jsou vykazovány z důvodů nepřesného měření, neoprávněných odběrů, neměřených odběrů atd. Tyto ztráty jsou v podstatě využity a jejich specifikace je většinou starostí příslušné rozvodné akciové společnosti. Nejedná se o ztráty z fyzikálního hlediska. (Dále nebudou rozebírány.)

Technické ztráty jsou skutečné ztráty v rozvodu elektrické energie, které se mění na teplo.

B. Ztráty

- naprázdno (nezávisí na zatížení),
- nakrátko (závisí na zatížení).

C. Ztráty

- ve vedeních,
- v transformátorech.

Ztráty ve vedeních se většinou v průmyslových a distribučních sítích uvažují pouze činné ztráty. Pro výpočet ztrát v trojfázové soustavě platí základní vztah:

$$\Delta P = k \cdot R I^2 \quad [\text{W}] \quad (2.1)$$

Tento vztah je používán pro výpočet ztrát vývodu rozvaděče nebo napájecí trafostanice. Ve většině případů je totiž z měření k dispozici pouze hodnota proudu na začátku vývodu.

ΔP	... činné ztráty vývodu [W]
k	... činitel zatížení
R	... činný odpor celého vývodu [Ω]
I	... proud vývodu [A]

Činitel zatížení k je závislý na rozložení odběrů podél vývodu. Je-li celý odběr na konci vývodu (celou délkou vývodu teče stejný proud), pak je činitel zatížení $k=3$.

V případě rovnoměrného zatížení vývodu, tj. vývod je zatížen stejnými odběry, které jsou od sebe stejně vzdálené (proud podél vedení lineárně klesá), se dá odvodit hodnota činitele zatížení $k=1$. Tento případ zatížení je např. napájení veřejného osvětlení, nebo průmyslových hal, kde je mnoho stejných strojů od sebe stejně vzdálených (obuvnické dílny).

Ztráty v transformátorech a samotné transformátory patří mezi nejvíce zastoupené stroje v rozvodu elektrické energie, proto se ztrátami v transformátorech je nutno zabývat v souvislosti se ztrátami v rozvodu elektrické energie. U transformátorů se vyjadřují jak ztráty činné tak i ztráty jalové, rozlišují se ztráty naprázdno a nakrátko.

Činné ztráty naprázdno ΔP_0 jsou stálé ztráty, tuto hodnotu získáme z atestu transformátoru. Stejně se získá i hodnota jmenovitých ztrát nakrátko ΔP_{KN} . Ztráty nakrátko jsou závislé na zatížení transformátoru. Výsledný vztah pro činné ztráty transformátoru :

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \cdot \Delta P_{KN} \quad [\text{kW}] \quad (2.2)$$

ΔP_T	... činné ztráty transformátoru [kW]
ΔP_0	... činné ztráty transformátoru naprázdno [kW]
ΔP_{KN}	... činné ztráty jmenovité transformátoru nakrátko [kW]
S_N	... jmenovitý výkon transformátoru [kVA]
S	... skutečné zatížení (výkon) transformátoru [kVA]

Jalové ztráty mají rovněž dvě složky (naprázdno a nakrátko). Ztráty naprázdno jsou závislé na proudu naprázdno transformátoru, ztráty nakrátko jsou závislé na zatížení a na napětí nakrátko. (Pozn. tyto pojmy jsou vysvětleny v kapitole 3.)

Vztah pro jalové ztráty transformátoru má tento výsledný tvar :

$$\Delta Q_T = \frac{i_0}{100} \cdot S_N + \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot S_N \quad [\text{kVAr}] \quad (2.3)$$

ΔQ_T ... jalové ztráty transformátoru [kVAr]
 i_0 ... proud naprázdno transformátoru [%]
 u_K ... napětí nakrátko transformátoru [%]
 S_N ... jmenovitý výkon transformátoru [kVA]
 S ... skutečné zatížení (výkon) transformátoru [kVA]

Možnosti snižování ztrát

Možnosti snižování ztrát vychází ze základního vzorce pro výpočet ztrát (2.1). Je možno snížit buď odpor vedení nebo proudové zatížení. Protože proud se v tomto vztahu vyskytuje ve čtverci dojde ke snížení ztrát i zrovnoměněním zatížení.

Možnosti snižování ztrát se dělí do dvou skupin :

- **Bez nároků na investice**
 - zmenšení špičkového zatížení,
 - účelné rozdělení zatížení mezi jednotlivé napájecí body,
 - hospodárné zatěžování skupin transformátorů,
 - zmenšení nesouměrnosti zatížení,
 - hospodárné zatížení vodičů,
 - pečlivá údržba zařízení,
 - regulace napětí.
- **S investičními nároky**
 - kompenzace účinníku,
 - přechod na vyšší hladinu napětí,
 - zvětšení průřezu vodičů,
 - výměna zařízení se špatnou účinností,
 - vhodné propojení sítě.

3. Rozbor možnosti optimalizace chodu sítě:

Optimální provoz energetické soustavy je takový její stav, při němž je zajištěno spolehlivé zásobování společnosti elektrickou energií při splnění kritéria efektivity provozu. Zvláštnosti energetických soustav oproti jiným je, že elektrickou energii nelze skladovat, tudíž výroba musí probíhat v době, kdy se uskuteční spotřeba. Mezi další zvláštnosti patří rychlost změn stavů soustavy

(přechodných jevů). Změny provozních stavů následkem připojení, nebo odpojení některého článku soustavy, poruch, klimatických změn apod. probíhají v relativně velmi krátkých časech. V případě elektrizační soustavy probíhají změny vyvolané zkraty, přepětím, porušením stability soustavy zpravidla ve zlomcích sekundy. Rychlost přechodných jevů v elektrizační soustavě vyžaduje vybavenost elektrizační soustavy nejen odpovídající automatizační technikou ve výrobnách a stanicích pro řízení a ovládání jednotlivých zařízení, ale také větším počtem ochranných zařízení pro ochranu před vznikem poruchového jevu nebo pro lokalizaci, omezení nebo likvidaci příslušné poruchy. Výroba a doprava elektřiny je navíc jedním z nejvíce mechanizovaných a autorizovaných oborů, takže rozvoj i chod tohoto systému vyžaduje relativně značné investice, náročnou údržbu a kvalifikované zaměstnance. Zvláštnosti energetických soustav a relativně velmi silné vazby mezi prvky těchto soustav způsobují, že se zásady optimálního řízení provozu energetických soustav v mnohem liší od zásad všeobecně platných pro jiné energetické obory či odvětví.

Kritéria optimalizace provozu energetických soustav:

Kritérium optimálního provozu energetické soustavy může být kritérium optimalizace rozvoje soustavy. Protože nalezení optimálního provozního stavu dané soustavy znamená výběr optimální z takových variant, které:

- a) Všechny poskytují stejný výrobní efekt (dodávka elektrické energie spotřebitelům)
- b) Nevyžadují žádných investičních nákladů

Nepřichází v úvahu respektování nulové varianty a můžeme tedy použít kritéria nákladového typu. Vzhledem k podmínce sub b) můžeme zjednodušit i kritérium minima výrobních nákladů (neboť úroky a odpisy budou ve všech variantách shodné) na kritérium minima provozních nákladů soustavy.

Při řešení optimalizace energetické soustavy dbáme hlavně na následující kritéria

- Spolehlivost elektrizační soustavy
- Hospodárné rozdělení zatížení v elektrizačních soustavách

Spolehlivost elektrizační soustavy je její schopnost zajistit nepřetržitý a kvalitní dodávku elektřiny spotřebitelům. Dodávku elektřiny spotřebitelům udává v každém okamžiku zatížení elektrizační soustavy, které zahrnuje dodávku vše odběratelům, vlastní spotřebu elektráren a ztráty v elektrických sítích. Pro zajištění spolehlivé dodávky však nestačí, aby se instalovaný výkon elektrizační soustavy alespoň rovnal v každém okamžiku jejímu zatížení (resp. Za určitý časový úsek maximální hodnotě jejího zatížení). Řada systémových vlivů (trvale a dočasné snížení výkonu elektráren, plánovaná údržba a poruchy výrobního a pomocného zařízení) způsobuje, že pro krytí zatížení soustavy nelze použít celý její instalovaný výkon, který se snižuje nýbrž pouze pohotový výkon soustavy. Kromě vlivů plánované údržby, který má deterministický charakter (určuje se kdy a v jakém okamžiku nastane) mají všechny ostatní vlivy snižující výkon elektrizační soustavy náhodný charakter, takže i průběh výše pohotového výkonu má náhodný charakter.

Při hodnocení spolehlivosti elektrizační soustavy se zpravidla sleduje schopnost toliko elektrárenské soustavy uspokojovat požadavky spotřebitelů, tj. bilanční spolehlivost elektrizační soustavy, která závisí na vzájemném vztahu proměnného zatížení a pohotového výkonu soustavy (při tomto zjednodušení se tedy předpokládá, že v soustavě nenastávají podstatná přenosová omezení ani při normálních, ani při poruchových stavech).

Jestliže náhodná realizace zatížení elektrizační soustavy $P_{(t)}$ převýší pohotový výkon elektrizační soustavy $P_{p(t)}$, vzniká v soustavě nedostatek elektrického výkonu $P_{n(t)}$

$$P_{n(t)} = P_{(t)} - P_{p(t)} \quad (3.1)$$

Tento nedostatek výkonu má za následek nedodání energie spotřebitelům $W_n(t)$, kterou lze vyjádřit jako integrál

$$W_{n(t)} = \int_{\tau} P_{n(t)} dt \quad \text{pro } \tau = T \quad (\text{pro něž platí } P_{n(t)} > 0) \quad (3.2)$$

Při znalosti pravděpodobnosti výskytu náhodného jevu $P_{n(t)}$ by bylo možno určit očekávanou výši nedodané energie, jejíž ocenění by pak sloužilo k volbě optimální výše spolehlivosti. Ocenění nedodané elektřiny by bylo možno získat v peněžním vyjádření ukazatele ekonomické ztráty (nejlépe národohospodářské) z titulu nedodané elektřiny. Ta je však velmi různá případ od případu, neboť kolísá v závislosti na druhu postižených odběratelů, na době i délce nedodávky elektřiny aj. Ocenění nedodané elektřiny je proto velmi obtížné až nemožné, jak vyplývá ze studia řady pramenů. Vzhledem k potížím s oceňováním nedodané elektřiny se pro vyjádření spolehlivosti zásobování elektřinou častěji používá v praxi technických ukazatelů (takzvané zabezpečení elektrizační soustavy), odvozených z očekávaných charakteristik nedostatku elektrického výkonu a nedostatku elektrické energie v elektrizační soustavě.

Ukazatel spolehlivosti elektrizační soustavy:

Pro vyjádření spolehlivosti soustavy se používají zejména tyto ukazatele:

- Výkonová zabezpečení elektrizační soustavy v maximu zatížení, to znamená, že pravděpodobnost, že pohotový výkon elektrizační soustavy bude dostatečný ke krytí maximálního zatížení (včetně očekávaných náhodných odchylek).

$$Z_{vm} = P(P_{n(t)} \leq 0) \quad t \in T_{mi} \quad (3.3)$$

- Výkonová zabezpečení krytí diagramu zatížení, tj. pravděpodobnost, že pohotový výkon soustavy bude dostatečný ke krytí zatížení libovolně vybraného okamžiku sledovaného období

$$Z_{vd} = P(P_{n(t)} \leq 0) \quad t \in T_{tm} \quad (3.4)$$

Za míru spolehlivosti chodu elektrizační soustavy je často pokládán činitel zabezpečení soustavy udávající poměr doby, po níž bude zatížení pokryto, k celkové době provozu

$$Z_z = \frac{T_b}{T_p} \quad (3.5)$$

Podle údajů v literatuře se optimální hodnota činitele zabezpečení soustavy má pohybovat mezi 0,99 až 0,9999, v závislosti na velikosti a struktuře systému odběratelů. Činitel zabezpečení může být také dán poměrem jiných veličin než časových (vždy však vyjadřuje pravděpodobnost), např. elektrickou energii.

$$Z_d = 1 - \frac{E(W_n)}{E(W)} \quad (3.6)$$

Zkušenosti z provozu elektrizačních soustav ukazují, že použití pravděpodobnosti metod při vyhodnocování spolehlivosti soustav zkvalitňují předpovědi spolehlivosti a porovnávání různých variant provozu těchto soustav. Spolehlivostí výpočty tak zpřesňují přípravu provozu elektrizační soustavy a jsou prostředkem jejich řízení.

Hospodárné rozdělení zatížení v elektrizačních soustavách jejímž kriteriem optimálního provozu elektrizační soustavy je při dodržení spolehlivé dodávky elektřiny spotřebitelům minimum nákladu na palivo v soustavě. Náklady na palivo (tzv. palivové náklady) každé elektrárny v soustavě jsou funkcí jejího zatížení. Z toho plyne, že pro každou hodnotu celkového činného a jalového zatížení elektrizační soustavy jsou náklady na palivo celé soustavy funkcí činných a jalových výkonů jednotlivých prvků podílejících se na krytí tohoto zatížení pak platí

$$N_{pal_c} = \sum_{i=1}^n N_{pal_i}(P_i, Q_i) \quad [Kč] \quad (3.7)$$

Stanovení takového rozdělení zatížení soustavy mezi paralelně pracující zdroje činného a jalového výkonu, při němž budou celkové náklady na palivo minimální, je totožné s nalezením minima funkce N_{pal_c} . Proměnné P_i a Q_i však nemohou nabývat libovolných hodnot, neboť jejich hodnoty jsou omezeny dovolenými provozními stavy elektrizační soustavy, tj. jsou vázány řadou provozních omezení a vazebních podmínek. Ve formě vazebních podmínek nejčastěji vystupuje požadavek, aby výkonová bilance elektrizační soustavy byla v rovnováze, tzn. aby dodávané a odebírané výkony byly v každém okamžiku vyvážené. Ve formě provozních omezení vystupuje např. mezní hodnoty napětí v uzlech, činných a jalových výkonů zdrojů, přenosové schopnosti vedení atd.

Problém hospodárného rozdělování zatížení lze obecně zapsat takto:

Nalézt minimum funkce palivových nákladů

$$N_{pal_c}(Z) = \min$$

Při splnění podmínek

$$\Phi(Z) = 0$$

$$\Psi(Z) \neq 0$$

Obecná formulace problému hospodárného rozdělování zatížení je úlohou nelineárního programování. Při libovolném tvaru funkce $N_{pal_c}(Z)$, vazebních a omezujících podmínek neexistuje univerzální metoda řešení. Proto se v praxi používá řada různých výpočtových metod, jež respektují více či méně přesně omezující a vazební podmínky provozu elektrizační soustavy a dosahuje se tak různé míry optimality rozdělení zatížení. Nejlépe jsou propracovány metody řešení využívající lineárního

programování, při nichž se funkce pokládají za konvexní. Pro jiné vyjádření těchto funkcí je možná existence několika lokálních minim účelové funkce a tedy nezadušenost nalezení globálního optima.

4. Současný stav + výhled sítí PS a sítí 110 kV v oblasti severní Morava

Jako příklad jsem si vybral koncepci rozvoje sítí PS a 110 kV v oblasti severovýchodní Moravy pro zajištění požadavku napájení nových odběratelů a průmyslových zón.[4]

4.1. Současný stav

Současný stav transformačního výkonu PS /110 kV v oblasti pokrývá současnou spotřebu a nejbližší požadované navýšení zatížení u odběrů. U některých transformátorů PS/110 kV je již nyní v maximu zatížení dosaženo mezní hodnoty instalovaného transformačního výkonu.

Stávající obvyklý provoz bloku EDĚ představuje prakticky trvalou dodávku ze 2 bloků – tj. dodávka cca 2x100 až 150 MW do příslušných oblastí 110 kV.

Stávající provoz ostatních zdrojů do 110 kV se předpokládá, že bude zachován i nadále bez výraznějších změn instalovaného výkonu a změn charakteru provozu.

Požadavky nových odběratelů a připravované PZ v oblasti severovýchodní Moravy představuje výrazné navýšení zatížení sítí 110 kV v této oblasti.

Již byly vyčerpány proveditelné možnosti neinvestičních úprav v sítích 110 kV – přepojování UO 110 kV atd.

Pro zajištění nových požadavků odběrů nejsou jiné možnosti než posílení transformačního výkonu PS/110 kV v oblasti již k nejbližšímu časovému horizontu (doba pro realizaci posílení transformace se předpokládá min. 4 roky).

Posilování transformace musí být započato v co nejbližším časovém období.[4]

4.2. Nárůst odběrů

Očekávaný nárůst nových odběrů

ČEZ Distribuce, a.s. upřesnila požadavky na navýšení odběrů ze sítí 110 kV. Jedná se o následující případy:

- ŽDB, požadavek na navýšení o 55 MW (bylo 30 MW), respektováno
- Vítkovice, požadavek na navýšení o 40-60 MW, uvažováno 40 MW
- Železářny Lískovec, navýšení o 10 + 24 MW, již bylo uvažováno
- Třinec, požadavek na navýšení o 70 – 90 MW –nebylo zahrnuto do výpočtu, není vyjasněno, zda bude navýšený odběr napájen z PS či 110 kV, v každém případě by se pravděpodobně jednalo o napájení ze samostatného transformátoru PS/110 kV a vydělené vedení 110 kV do Třineckých železáren. V tomto případě by nedošlo k ovlivnění ostatních sítí 110 kV ČEZ Distribuce, a.s. Z těchto důvodů nebyl tento požadavek do zpracování studie zahrnut.

O zmíněné nové požadavky byly navýšeny spotřeby v příslušných uzlech 110 kV uvažované v předchozích výpočtech.

Jako časový horizont cílové hodnoty navýšení je uvažován rok 2015.

Celková maximální hodnota všech oznámených žádostí o nové odběry – cílová hodnota navýšení je ve výši cca 760 MW. Požadavky na nové odběry nejsou rozděleny na jednotlivé uzlové oblasti, jak dokládá následující tabulka

Tab.č. 4.1 plánovaný nárůst spotřeby

Uzlová oblast	Měření 2007	2015 max.scénář	Celkový nárůst		Nové odběry
Lískovec T202	174 MW	338 MW	164 MW	94%	118 MW
Lískovec T203	443 MW	643 MW	200 MW	45%	169 MW
Nošovice T401	38 MW	193 MW	155 MW	408%	152 MW
Nošovice T402	148 MW	211 MW	63 MW	43%	32 MW
Lískovec+Nošovice	655 MW	1174 MW	519 MW	79%	471 MW
Prosebnice T201,2	281 MW	471 MW	190 MW	67%	117 MW
Albrechtice T401	138 MW	175 MW	37 MW	27%	27 MW
Albrechtice T402	151 MW	261 MW	110 MW	73%	40 MW
H. Životice T401	102 MW	138 MW	36 MW	35%	14 MW
H. Životice T402	95 MW	133 MW	38 MW	40%	62 MW
Krasíkov	164 MW	234 MW	70 MW	43%	35 MW
Polsko	50 MW	54 MW	4 MW	8%	0 MW

Vzhledem k tomu, že některé z požadavků byly zjevně nadsazené, bylo po dohodě přistoupeno k redukci těchto požadavků. Redukce byla selektivní, s přihlédnutím k charakteru a typu požadavku. Pro tyto účely byly využity podklady od ČEZ Distribuce, a.s.

Uvažovaná redukovaná – reálná- hodnota předpokládaného nárůstu nových odběrů je 530 MW

Nové odběry jsou umisťovány do příslušných rozvodů 110 kV – UO 110 kV – k příslušným napájecím transformačním stanicím PS/110 kV.

Velikost požadavku odběrů vůči napájecím bodům PS/110 kV v roce 2008 a 2015

Oznámené požadavky na nové odběry byly zpracovány v několika alternativách s různým přístupem k jejich pravděpodobné realizaci. Redukované hodnoty nových odběrů pak byly zahrnuty do celkového očekávaného růstu odběrů v jednotlivých rozvodnách 110 kV [4]

- Všechny oznámené požadavky na nové odběry k roku 2008 +369 MW
- Velikost redukovaných odběrů se zahrnutím nově oznámených odběrů k roku 2008 +240 MW
- Všechny oznámené požadavky na nové odběry k roku 2015 +760 MW
- Velikost redukovaných odběrů se zahrnutím nově oznámených odběrů k roku 2015 +530 MW

4.3. Provoz zdrojů

Vliv uvažovaných nasazení výroby z významných zdrojů do 110 kV:

- Obvykle stávající nasazení výroby ve zdrojích 110 kV
- Budoucí provoz bloku EDĚ: trvalý uvažovaný provoz např. 2 bloků a do které UO 110 kV
- Nebo při koncepci rozvoje vycházet z předpokladu nejistoty nasazení bloků EDĚ
- Bez uvažování výroby z bloků EDĚ by musel být navýšen transformační výkon PS/110 o cca 2x200 MVA
- Tabulka předpokládaného budoucího instalovaného výkonu a nasazení zdrojů ve 110 kV v oblasti

K budoucímu provozu a nasazení bloků Elektrárny Dětmárovice:

- Obvyklé nasazení bloků EDĚ: ze 4 bloků 200 MW jsou v provozu pravidelně 2 až 3 bloky s dodávkou po cca 150 MVA
- Vyvedení jednotlivých bloků do různých UO 110 kV
- Předpokládaná životnost EDĚ – do cca. Roku 2020 – v posledním období tj.: 2015 – 2020 budou k dispozici jen 2 bloky EDĚ
- Pro bilanční analýzu uvažovat:
 - Nejistota nasazení bloku EDĚ je tak velká, že vede k nutnosti posílení transformačního výkonu o cca 400 MVA
 - Vycházet z předpokladu, že bude trvale k dispozici nasazen alespoň 1 blok EDĚ (tím se sníží nutnost posílení transformačního výkonu z titulu nejistoty EDĚ na 200 MVA)
 - Předpokládat, že budou trvale k dispozici a nasazeny 2 bloky EDĚ (tím odpadá nutnost navýšení transformačního výkonu z titulu EDĚ)
 - V případě uvedených předpokladů s uvažováním trvalé dodávky z EDĚ je nutné zajistit, aby nasazený blok (nebo 2 bloky) byl vyveden vždy do příslušné konkrétní UO 110 kV (pracovně UO Lískovec)

Současný stav informace PS/110 kV v oblasti Ostravska a srovnání s jinou částí ES ČR:

Porovnání zabezpečení transformačními výkonem PS/110 kV oblasti Ostravska s oblastí hl. města Prahy:

Tab.č. 4.2 porovnání zabezpečení PS/110 kV oblast Praha

Praha	Zatížení cca 1000 MW	Chybějící transformační výkon
TR Řeporyje	3x250 MVA	Nutná obměna za 350 MVA
TR Chodov	2x250 MVA	(+1x350 MVA v.r. 2012) – nutné posílení
TR Malešice	2x200 MVA	Výstavba TR Praha sever v r. 2018 (2x350 MVA)

Zdroje do 110 kV: EMĚ + EKL – cca 360 MW trvalá dodávka

Celkem transformační výkon + velké zdroje 1650 MVA + 360 MW

Tab.č. 4.3 porovnání zabezpečení PS/110 kV oblast Ostrava

Ostravsko	Zatížení cca 1300 MW
TR Albrechtice 400/110 kV	2x250 MVA
TR Nošovice 400/110 kV	2x250 MVA
TR Lískovec 220/110 kV	2x200 MVA

Zdroje do 110 kV: ETB + EDĚ – cca 400 MW trvalá dodávka

Celkem transformační výkon + velké zdroje 1400 MVA + 400 MW

Chybějící (nezbytně nutný) transformační výkon v ostravském regionu = předmět studie
(podle analogie k zásobování Prahy – chybí na Ostravsku cca 1000 až 1300 MVA tr. výkonu)

Posílení transformačního výkonu PS/110 kV v oblasti:

- Posílení na základě požadavku na nové odběry:
630 MVA tr. výkonu (neredukované požadavky nových odběrů)
470 MVA tr. výkonu (redukované požadavky nových odběrů)
- Posílení na základě přirozeného všeužitečného růstu zatížení
100 MVA tr. výkonu (předpokládá se meziroční růst 0,7%)
- Posílení z titulu nejistoty provozu a nasazení bloku EDĚ
400 MVA tr. výkonu (plná záloha na nejistotu provozu EDĚ)
200 MVA tr. výkonu (redukovaná záloha na nejistotu provozu EDĚ)

Provoz UO 110 kV v oblasti – budoucí stav:

- Vzhledem k nutnosti posílení tr. výkonu PS/110 kV bude nutné v oblasti instalovat 2 až 4 nové transformátory 400/110 kV
- Stávající provoz rozdělených UO 110 kv na jednotlivé napájecí transformátory nabude moci být zachován.
- Vzhledem k nemožnosti přepojení sítí 110 kV tak, aby byly vyčleněny samostatné UO 110 kV při nárůstu počtu transformátoru PS/110 k, bude nutný přechod na paralelní provoz UO 110 kV (alespoň v rámci jedné napájecí transformovny PS/110 kV).[4]

To povede:

- Ke zvýšení zkratových poměrů v oblasti 110 kV
- Ke zvýšení spolehlivosti napájení sítí 110 kV
- Ke snížení technických ztrát v přenosu v sítích 110 kV

5. Varianty rekonstrukce sítí 110 kV a transformace ZVN (VVN)/110 kV

5.1. Podmínky a předpoklady pro zajištění růstu spotřeby

- Požadavky nárůstu odběrů v oblasti Lískovec a Nošovice výrazně převyšují dlouhodobý obvyklý trend růstu zatížení.
- Nárůst ztížení vede k nerovnoměrnému zatěžování jednotlivých uzlů PS a jednotlivých transformátorů PS/110 kV v oblasti Ostravska.
- Bezprostřední požadavky růstu odběrů realizované v nejbližším období byly řešeny pomocí přepojování a změnou konfigurace sítí 110 kV.
- Situaci v regionu pomůže řešit připravovaná rekonstrukce vyvedení bloku EDĚ která umožní přepojování provozovaných bloků do kteréhokoliv vývodového vedení dle potřeby oblasti 110 kV. Toto pomáhá v blízké budoucnosti, neřeší však potřebu výstavby nového transformačního výkonu PS/110 kV v regionu.
- Tím byly vyčerpány možnosti neinvestičních úprav v síti 110 kV a došlo též k vyrovnání některých nerovnoměrností v zatěžování v zatěžování transformací PS/110 kV.
- Požadavky nových odběrů v dalším období již nelze pokrýt ze stávajících napájecích transformačních bodů PS/110 kV, neboť dochází k výraznému překročení instalovaného transformačního výkonu v dotčených transformovnách 110 kV.
- Proto je nutné přistoupit k posílení transformačního výkonu PS/110 kV v oblasti.
- Předpokládá se postupná obnova transformátorů 400/110 kV- jednotek 250 MVA na jednotky 350 MVA (v TR Nošovice a Albrechtice. I přes toto posilování nebude zajištěno zásobování velkých požadavků růstu odběrů v oblasti – koncentrované především v UO 110 kV napájené nyní z TR 220/110 kV Lískovec.
- Proto je nevyhnutelné v co nejkratším termínu rozhodnout a přistoupit k výstavbě nové transformace 400/110 kV.
- Pro potřeby pokrytí očekávaného nárůstu odběrů v oblasti Ostravska byly navrženy a analyzovány 4 varianty možného rozvoje výstavby nových transformačních stanic 400/110kV v PS:
 - Var. Lískovec 400/110 kV 2x350 MVA
 - Var. Vratimov 400/110 kV 2x350 MVA
 - Var. Dětmárovice 400/110 kV 2x350 MVA
 - Var. Kletné 400/110 kV 2x350 MVA
- V rámci všech variant se předpokládá realizace již plánovaných investičních akcí a rekonstrukcí jak v síti 110 kV, tak v PS včetně již dlouhodobě připravovaného posílení transformace PS/110 kV v rámci obnovy transformátoru v oblasti – podle rozvojových plánů ČEZ Distribuce v sítích 110 kV a podle ČEPS v PS. Varianta s uvažováním těchto plánovaných úprav v sítích bez nové transformace PS/110 kV byla též posuzována a označena jako referenční.
- Pro porovnatelnost analyzovaných rozvojových variant bylo uvažováno ve všech variantách stejné (předem odsouhlasené) nasazení zdrojů v oblasti. Předpokládá se také ve všech variantách (téměř) trvalý provoz 1 bloku EDĚ, který byl přednostně vyveden do UO 110 kV Lískovec.[4]

5.2. Varianty posílení transformačního výkonu PS/110 kV

5.2.1. Varianta Lískovec

- Vychází z předpokladu realizace nové transformace 400/110 kV Lískovec vybavené 2 transformátory po 350 MVA
- V simulované variantě zapojení nespolupracují oba nové transformátory 400/110 kV do společné UO 110 kV.
- Jeden z nových transformátorů 400/110 kV v Lískovci přebírá v podstatě funkci, kterou dosud plnil vysunutý transformátor T401 z Nošovic. Transformátor v Nošovicích byl tedy uvolněn (zatím provozně vypnut) a slouží jako záloha pro napájení navýšených odběrů v oblasti Nošovic. Vedení V699 bylo využito (po rekonstrukci) pro napájení nové transformovny 400/110 kV na hladině napětí 400 kV.
- Druhý transformátor 400/110 kV v Lískovci přebírá UO 110 kV zásobovanou v referenční variantě z jednoho z transformátorů 220/110 kV Lískovec.
- Oba transformátory 220/110 kV v Lískovci budou spolupracovat ve společné UO 110 kV, která byla původně v referenční variantě napájena pouze jedním z těchto transformátorů.
- Do UO 110 kV napájené ze spolupracujících T202 a T203 v Lískovici bude vyveden jeden blok EDĚ, u kterého se předpokládá zajištění téměř trvalého provozu.
- Do R 110 kV by již nebyla „vysunuta“ přípojnice od T401 Nošovice- příslušná napájená oblast bude přepojena transformátor 400/110 kV v Lískovci.
- Všechny přípojnice 110 kV jsou napájeny transformátory PS/110 kV umístěnými v TR Lískovec.
- Pro připojení k PS 400 kV – pravděpodobně využití V699 Nošovice-Lískovec- přestavba na vedení 1x400 kV a 2x 110 kV v jedné trase – délka cca 11 km vedení 400 kV.
- Při vybudování transformace 400/110 kV nutnost zvýšení zkratové odolnosti systému 110 kV v oblasti (včetně cizích rozvodů 110 kV)
- Alternativa dalšího provozu a spolupráce s transformací 220/110 kV Lískovec:
Po výstavbě 1 x nebo 2x 350 MVA tr. 400/110 kV zachovat tr. 220/110 kV 2x200 MVA (nebo 1x 200 MVA)
Po výstavbě 2x350 MVA tr. 400/110 kV odstavit transformaci 220/110 kV z provozu
bylo dohodnuto zachování funkční transformace 220/110 kV v Lískovci i při instalaci nové transformovny 400/110 kV 2x350 MVA v Lískovci.

Tab.č. 5.1 vzdálenost nově navrhované transformovny PS/110 kV od nejbližšího uzlu PS

Nová stanice 400/110 kV	délka nového vedení 400 kV (výstavba) pro připojení nové stanice 400 kV	celková vzdálenost nové stanice od nejbližšího stávajícího uzlu PS
TR Lískovec 400 kV	11 km radiální připojení	11 km od R Nošovice

5.2.2. Varianta Vratimov

- Vychází z předpokladu výstavby nové TR 400/110 kV Vratimov a její vybavení dvěma transformátory 400/110 kV 2x350 MVA, které budou spolupracovat v paralelním provozu do společné UO 110 kV.
- Pro vytvoření nové UO 110 kV Vratimov se předpokládá využití V641-642 Vratimov-Lískovec (450 AlFe) a připojení celé jedné oblasti (například stávající T203 UO Lískovec včetně V614-647 a V615-616 a dalšího rozšíření této UO 110 kV) na novou transformaci Vratimov.
- Dále je možné propojit v Kunčicích přípojnice 110 kV spínačem přípojníc (v referenční variantě se 2 rozdílnými napětími) a využití (případně rekonstruovat a posílit) vedení V605-606 Vratimov-Kunčice V613 v úseku Kunčice-Rudná-Třebovice.
- V Lískovci by pak mohlo podle potřeby dojít k přepojení T202 a T203 do společné UO 110 kV Lískovec v paralelní spolupráci, nebo vzájemné zálohování stávajících transformátorů 220/110 kV. Při jejich nižším využití provozní vypnutí jednoho z nich.
- Alternativou zůstává možnost vytvoření smyčky Vratimov-Albrechtice (V645-646-677 rekonstrukce na AlFe 450 v délce cca 15 km)- Lískovec (V611-612 rekonstrukce na AlFe 450 v délce 18 km) – Vratimov.
- Při alternativě TR 400/110 kV Vratimov se očekávají problémy s územním projednáváním.
- Napájení z PS se předpokládá smyčkou na V460 Nošovice-Albrechtice (územní problémy trasy dvojitého vedení 400 kV) – délka 2x15 km.
- Obtížné vymezení nové samostatné UO 110 kV. Pravděpodobně nutnost provozu dvou transformátorů 2x350 MVA Vratimov do společné paralelně spolupracující UO 110 kV. Alternativně též možnost příklonu ke společnému provozu 110 kV s UO Albrechtice nebo Nošovice, příp. Lískovec (alternativa paralelního provozu 110 kV s Albrechticemi – problém „špinavé“ elektřiny).

Tab.č. 5.2 vzdálenost nově navrhované transformovny PS/110 kV od nejbližšího uzlu PS

Nová stanice 400/110 kV	délka nového vedení 400 kV (výstavba) pro připojení nové stanice 400 kV	celková vzdálenost nové stanice od nejbližšího stávajícího uzlu PS
TR Vratimov 400 kV	2x15 km smyčka na V460	20 km od R Nošovice

5.2.3. Varianta Dětmárovice

- Předpokládá se výstavba nové TR 400/110 kV Dětmárovice a její vybavení dvěma transformátory 400/110 kV 2x350 MVA, které by vzájemně spolupracovaly do společné UO 110 kV.
- Pro vytvoření nové UO 110 kV napájené z TR Dětmárovice bylo přednostně využito stávajících (podle potřeby posílených linek V691 na Bohumín a V692 na Vratimov. Vytvořená nová UO oblast obsahuje jednu přípojnicu ve Vratimově a Lískovci a předpokládá sepnutí přípojníc v Kunčicích
- Nově vytvořená UO 110 kV Dětmárovice převezme na sebe jednu ze stávajících UO z Lískovec včetně jednoho (téměř trvale) nasazeného bloku EDĚ.

- Tím se uvolní jeden transformátor 220/110 kV v Lískovci. Pak mohou oba transformátory 2x200 MVA v Lískovci pracovat v paralelním provozu do jedné společné UO 110 kV a vzájemně se zálohovat.
- V tomto zapojení se podařilo zajistit nezávislé vyvedení až dvou bloků EDĚ mimo UO Dětmárovice a to směrem na Albrechtice (vedeními V693 a V694).
- Pro realizaci této rozvojové varianty se předpokládá posílení vedení z Dětmárovic na Bohumín (V691 – 13 km) a na Vratimov (V692 – 20 km)
- Dle názoru ČEPS by nová TR 400 kV Dětmárovice mohla být připojena do PS smyčkou na vedení V460 zaústěnou v těsné blízkosti R400 kV Albrechtice. Délka smyčky cca 2x17 km. Jiná možnost je připojení smyčkou na mezistátní vedení V444, která je sice výrazně kratší (mezistátní vedení prochází v těsné blízkosti areálu elektrárny Dětmárovice), měla by však za následek vznik (změnu) nové hraniční rozvodny PS.
- Jinou alternativou je pro připojení nové TR 400 kV do PS využít rezervovaného koridoru (kde je dosud stavební uzávěra) v trase Nošovice-Dětmárovice. Jednalo by se o jednoduché (nebo dvojité) vedení 400 kV v délce 17+18km = 35km (částečně podél trasy V444, částečně s využitím koridoru V693) – celková délka připojení 400 kV by pak byla 35 km. Tato alternativa však nebyla ze strany ČEPS pro výpočty doporučena.

Tab.č. 5.3 vzdálenost nově navrhované transformovny PS/110 kV od nejbližšího uzlu PS

Nová stanice 400/110 kV	délka nového vedení 400 kV (výstavba) pro připojení nové stanice 400 kV	celková vzdálenost nové stanice od nejbližšího stávajícího uzlu PS
TR Dětmárovice 400 kV	2x17 km smyčka na V460	17 km od R Albrechtice

5.2.4. Varianta Kletné

- Předpokládá se výstavba nové Tr 400/110 kV Kletné a její vybavení dvěma transformátory 400/110 kV 2x350 MVA, které by vzájemně spolupracovaly do společné UO 110 kV.
- V lokalitě Kletné se již nyní připravuje výstavba spínací stanice 110 kV – realizace cca v r. 2011 se zaústěním V651-652 (2x) a dvojitým vedením 110 kV na Odry-Vítkov (V5653).
- Pro spolehlivé napájení nové TR 400/110 kV Kletné je nezbytná realizace plánovaného 400 kV Krasíkov-H. Životice.
- Nový napájecí uzel by mohl převzít jižní část z obou UO 110 kV nyní napájených z Lískovce. Tímto by došlo k podstatnému odlehčení zatížení transformace 220/110 kV Lískovec.
- Odlehčené transformátory v Lískovci by pracovaly v paralelním provozu do společné UO 110 kV, do které by též byl přednostně vyveden (téměř trvale nasazený blok EDĚ).
- Pro vytvoření UO 110 kV Kletné je nutné vybavení většího počtu nových vedení 110 kV v této oblasti
 - Nové dvojitě vedení 110 kV Kletné-N. Jičín (částečně v trase V654) v délce 10 km
 - Nové dvojitě vedení 110 kV N. Jičín-Příbor (v trase V5656) v délce 13 km
 - Další nové dvojitě vedení 110 kV z Příbora (pro zásobování nové PZ Mošnov – 4,7 km)
- Při realizaci TR 400/110 kV Kletné a výstavbě nových vedení 110 kV by na UO Kletné bylo přesunuto zatížení z UO Lískovec a Nošovice v rozsahu cca:

Z T202 LIS: 86 až 89 MW (R Příbor, Tatra Kopřivnice a Mošnov)

Z T203 LIS: 50 až 53 MW (R Odry, Vítkov, ČD Studénka, ČD Suchdol)

Z T402 NOS: 43 až 50 MW (R Nový Jičín)

Celkem tedy cca 200 MW odběru z oblasti Nošovice-Lískovec by bylo přesunuto na novou UO 110 kV Kletné.

- Navrhovaná TR 400/110 kV Kletné by mohla převzít též část zatížení stávající velmi zatížené UO 110 kV Prosenice napájené nyní ze systému 220 kV. Jednalo by se o převzetí oblasti R 110 kV Val. Meziříčí a Vsetín včetně vedení ČD Ústí a Střelená a případného exportu na Slovensko. Částečné odlehčení UO 110 kV Prosebnice by mohlo oddálit nutnost výstavby přímé transformace 400/110 kV v Prosenicích.
- Pro napájení z PS by byla nová transformace PS/110 kV Kletné připojena smyčkou na V459 Nošovice-H. Životice – smyčka délky cca 2x4 km ve vzdálenosti cca 54 km od Nošovic.[4]

Tab.č. 5.4 vzdálenost nově navrhované transformovny PS/110 kV od nejbližšího uzlu PS

Nová stanice 400/110 kV	délka nového vedení 400 kV (výstavba) pro připojení nové stanice 400 kV	celková vzdálenost nové stanice od nejbližšího stávajícího uzlu PS
TR Kletné	2x4 km smyčka na V459	35 km od R Kletné

5.3. Postup výpočtu variant posílení

Kontrola chodu sítí 110 kV a návrh nových vedení 110 kV

- Ve všech výpočtech a analýzách bylo uvažováno požadované navýšení odběrů v reálných hodnotách včetně zahrnutí trendu růstu vřeužitečného konzumu pro cílový časový horizont roku 2015.
- Ve výpočetním modulu sítí byly respektovány síťové úpravy a změny v sítích 110 kV připravované v rozvoji sítí 110 kV v oblasti ČEZ Distribuce, a.s. k roku 2015.
- Pro jednotlivé varianty umístění nové transformace 400/110 kV v sítí bylo provedeno přepojení sítí 110 kV tak, aby vznikla nová UO 110 kV napájená z nově navrhované transformace PS/110 kV.
- Bylo respektováno zachování transformace 220/110 kV v Lískovci- ve všech variantách rozvoje.
- Bylo respektováno trvale vyvedení výroby z jednoho bloku EDĚ do oblasti Lískovce.
- Nová transformace PS/110 kV v každé variantě byla vybavena dvěma transformátory 400/110 kV 2x350 MVA
- Oba transformátory 2x350 MVA nové transformační stanice napájely společně v paralelním provozu nově vytvořenou UO 110 kV. Vyjímkou je varianta Lískovec 400 kV, kdy každý z nových transformátorů 400/110 kV pracuje do samostatné UO 110 kV.
- V nově vytvořené UO 110 kV byla pro každou variantu uvažována výstavba nezbytně nutných vedení 110 kV pro realizaci nové UO 110 kV, která může převzít dostatečně velké zatížení ze stávající oblasti 110 kV.
- Každá varianta byla spočítána a vyhodnocena v režimu úplného zapojení všech síťových prvků. V případě, že již v tomto stavu došlo k přetížení některých vedení 110 kV, bylo

navrženo a provedeno přepojení nebo posílení linek 110 kV tak, aby toto přetížení bylo odstraněno.

- Pro takto odladěný chod sítě byla provedena kontrola spolehlivosti sítí 110 kV podle kritéria N-1 včetně zahrnutí výpadku dvojitého vedení 110 kV. Výsledky kontroly byly vyhodnoceny a byla navržena opatření (provozního, nebo investičního charakteru) pro eliminaci úzkých míst v síti 110 kV.

Kontrola chodu sítí PS a jejich spolehlivosti v oblasti

- Stav přenosové soustavy 400 a 220 kV byl uvažován podle rozvojových záměrů ČEPS k roku 2015.
- Na provoz v oblasti severovýchodní Moravy bude mít z nově připravovaných prvků v PS největší vliv plánované posílení transformačního výkonu 400/110 kV v Nošovicích (T401) a v Albrechticích (T401) a dále výstavba přímé transformace 400/110 kV v Prosenicích.
- Z hlediska nových liniových prvků v PS se předpokládá, že bude do roku 2014 realizováno propojení Krasíkov-H. Životice.
- Zdvojení linky 403 Nošovice-Prosenice je připravováno až po realizaci propojení Krasíkov-H. Životice – k roku 2017.
- Výpočty byly provedeny se zahrnutím všech připravovaných úprav PS do roku 2015.
- Kontrola chodu a spolehlivosti podle kritéria N-1 v přenosové síti byla provedena pro bilanční stav zimního maxima zatížení s předpokládaným nárůstem odběrů v oblasti ČEZ Distribuce.
- Pro každou rozvojovou variantu umístění nové transformace PS/110 kV byla při kontrole chodu přenosové sítě podle kritéria N-1 tato nová transformace zatížena svým maximálně možným odebíraným výkonem daným instalovanou transformační kapacitou PS/110 kV v příslušném novém transformačním uzlu PS/110 kV (tedy 2x350 MVA), tak aby mohlo být identifikováno případné úzké místo v PS.

6. Vyhodnocení jednotlivých variant

Bilance výkonů v jednotlivých UO 110 kV

Z bilančních vyhodnocení a z vyhodnocení rozdělení odběrů v jednotlivých UO 110 kV vyplývá:

- Ve všech variantách s novou transformovnou PS/110 kV dojde k odlehčení zatížení stávající transformace 220/110 kV v Lískovci o cca 230 až 280 MW
- Co se týká odběrů (bez uvažované výroby ve 110 kV), nejvíce odběrů z UO Lískovec se převezme ve variantě Vratimov a Dětmárovice (cca 640 MW)

Zatížení transformátorů PS/110 kV

Z vyhodnocených výsledků vyplývá jednoznačná potřeba nové transformace PS/110 kV v oblasti, neboť ve stavu bez nové transformace PS/110 kV dochází k přetěžování obou transformátorů 220/110 kV v Lískovci – T202 na 124% Sn výkonem (233 MW) a T203 na 99% Sn výkonem (197 MW).

Analýza spolehlivosti vedení PS podle kritéria (N-1)

V jednotlivých rozvojových variantách zapojení nové transformace PS/110 kV do PS bylo kontrolováno zatížení linek 400 a 220 kV v PS.

Pro jednotlivé varianty umístění nové transformace PS/110 kV byla provedena kontrola spolehlivosti napájení z PS podle kritéria N-1 takovým způsobem, že v jednotlivých variantách byla nová transformace zatěžována teoretickým maximálním výkonem, který odpovídá instalované kapacitě nových transformátorů PS/110 kV (2x350 MVA) : $P=650$ MW, $Q=50$ MVar.[4]

6.1. Výsledné technické kritéria navržených variant

6.1.1. Hledisko Přenosové sítě:

Toto hledisko hodnotí vliv jednotlivých variant na dostavbu, úpravu přenosové sítě. Všechny čtyři varianty byly posuzovány dle následujících kritérií:

- Nová transformace by neměla být na radiálu z PS (var. Lískovec, či do vybudování H. Životice-Krásíkov i var. Kletné) – omezení spolehlivost zásobování
- Minimalizace délky trasy a průchodu zastavěným územím (var. Kletné) – ekonomické hledisko i hledisko projednávání trasy
- Měla by pokud možno řešit i další rozvoj v oblasti či vyvedení zdrojů (platí pro Kletné a Dětmárovice)

6.1.2. Hledisko Distribuční sítě 110 kV:

Toto hledisko hodnotí vliv jednotlivých variant na změny, úpravy zapojení jednotlivých UO Distribuční sítě. Všechny čtyři varianty byly posuzovány dle následujících kritérií:

- Nová transformace by měla být poblíž nových velkých odběrů
- Zkušenosti z jiných oblastí ukazují na vhodnost dlouhodobějšího vytvoření UO 110 kV pro novou transformaci (tedy var. Kletné)
- Není optimální aby si nová transformace vyžádala rozsáhlou rekonstrukci oblasti 110 kV z hlediska dimenzování (proti var. Vratimov)

6.1.3. Hledisko posílení spotřeby:

Toto hledisko hodnotí vliv jednotlivých variant na posílení a uvolnění transformačního výkonu v jednotlivých UO.

- Lískovec a Vratimov – řeší posílení v oblasti spotřeby, neřeší další oblasti
- Kletné a Dětmárovice – řeší posílení ve vzdálenější oblasti a uvolňují transformační výkon v Lískovci a Nošovicích pro nové odběry

6.1.4. Hledisko vzdálenosti od stávajících uzlů:

Toto hledisko hodnotí vzdálenost jednotlivých variant od stávajících uzlu přenosové soustavy VVN 400kV.

- TR Lískovec – 11 km radiální připojení
- TR Vratimov – 2x15 km smyčka
- TR Dětmárovice – 2x17 km smyčka
- TR Kletné - 2x4 km smyčka

6.2. Ekonomické srovnání variant posílení transformace PS/110 kV

Toto hledisko hodnotí finanční náročnost výstavby jednotlivých variant. V rámci srovnání jsou posuzovány pouze měrné náklady na technické vybavení rozvoden, transformace a vedení.

- Vychází se z návrhu variant zapojení a výchozích výpočtů pro ZM 2015
- Nesrovnávají se zde technické vlastnosti a okolnosti variant
- Ve srovnání jsou uvedeny jen změny vyvolané výstavbou transformace v dané lokalitě, nejsou zde zahrnuta investice z referenční varianty
- Jsou posuzovány jen investice do rozvoden, vedení, transformace, nejsou posuzovány investice do pozemků pro rozvodny, pro věcná břemena, do řídicích systémů, do přenosu dat.
- Nové a posilované prvky jsou uvedeny v následující tabulce.

Tab.č. 6.1 měrné ceny jednotlivých prvků

Pole 400 kV komplet	50 mil. Kč
Pole 110 kV komplet	10 mil. Kč
Pole 110 kV rekonstrukce	8 mil. Kč
Trafo PS 350 MVA	80 mil. Kč
Vedení 1 km 400 kV nové jednoduché	12 mil. Kč
Vedení 1 km 400 kV nové dvojité	18 mil. Kč
Vedení 1 km 110 kV nové dvojité	8 mil. Kč

Var. Lískovec 400/110 kV

ČEPS

R 400 kV cca 4 pole	200 mil. Kč
Transformace 2x350 MVA	160 mil. Kč
Vedení 400 kV 11 km jednoduché	132 mil. Kč
Nové pole 400 kV do Nošovic	50 mil. Kč
Celkem	542 mil. Kč

ČEZ Distribuce

Rekonstrukce cca 25 polí 110 kV	200 mil. Kč
Nové pole 110 kV 5x	50 mil. Kč
Celkem	250 mil. Kč

Var. Vratimov 400/110 kV**ČEPS**

R 400 kV cca 5 pole	250 mil. Kč
Transformace 2x350 MVA	160 mil. Kč
Vedení 400 kV 11 km dvojité	270 mil. Kč
Celkem	680 mil. Kč

ČEZ Distribuce

Rekonstrukce cca 12 polí 110 kV	96 mil. Kč
Úprava pro zvýšení zkratové odolnosti	196 mil. Kč
Nové 4 pole 110 kV Vratimov	40 mil. Kč
Rekonstrukce vedení 110 kV cca 42 km	336 mil. Kč
Celkem	668 mil. Kč

Var. Dětmárovice 400/110 kV**ČEPS**

R 400 kV cca 6 polí	300 mil. Kč
Transformace 2x350 MVA	160 mil. Kč
Vedení 400 kV 17 km dvojité	306 mil. Kč
Celkem	766 mil. Kč

ČEZ Distribuce

Nová R 110 kV cca 15 polí 110 kV	150 mil. Kč
Část. rek. Lískovec cca 8 polí 110 kV	64 mil. Kč
Úprava pro zvýšení zkratové odolnosti	250 mil. Kč
Rekonstrukce vedení 110 kV cca 33 km	264 mil. Kč
Celkem	728 mil. Kč

Var. Kletné 400/110 kV**ČEPS**

R 400 kV cca 5 polí	250 mil. Kč
Transformace 2x350 MVA	160 mil. Kč
Vedení 400 kV 4 km dvojité	72 mil. Kč
Celkem	482 mil. Kč

ČEZ Distribuce

Nová R 110 kV cca 10 polí 110 kV	100 mil. Kč
Úprava pro zvýšení zkratové odolnosti	90 mil. Kč
Rekonstrukce vedení 110 kV cca 23 km	184 mil. Kč
Celkem	374 mil. Kč

Tab.č. 6.2 měrné ceny jednotlivých prvků

	Lískovec	Vratimov	Dětmárovice	Kletné
Náklady ČEZ Dist.	250 mil. Kč	668 mil. Kč	728 mil. Kč	374 mil. Kč
Náklady ČEPS	542 mil. Kč	680 mil. Kč	766 mil. Kč	482 mil. Kč
Náklady celkem	792 mil. Kč	1348 mil. Kč	1494 mil. Kč	856 mil. Kč

Z hlediska celkových nákladů:

- Varianta Lískovec a Kletné je výrazně finančně méně náročná než varianta Vratimov a Dětmárovice.
- Nejvíce nákladná je varianta Dětmárovice
- Varianty Lískovec a Kletné jsou z hlediska nákladů srovnatelné

Rozdíly jsou způsobeny hlavně délkou budovaných tras vedení a potřebou rekonstrukce Rz. Za účelem zvýšení jejich zkratové odolnosti. Ostatní náklady jsou mezi variantami porovnatelné.

Z hlediska nákladů ČEZ Distribuce:

Varianta Lískovec nejlevnější, varianta Dětmárovice nejdražší, Kletné nákladnější než Lískovec.

Z hlediska nákladů ČEPS:

Nejlevnější varianta Kletné, nejvíce nákladná varianta Dětmárovice. Kletné i Lískovec srovnatelné.[4]

6.3. Porovnání jednotlivých variant a výsledné doporučení

Porovnal jsem čtyři varianty posílení transformačního výkonu v PS/110 kV a dospěl jsem k závěru, že optimální varianta jak docílit posílení PS/110 kV je varianta Kletné. Tato varianta nám splňuje veškeré požadované potřeby. Je stavebně nejméně náročná. Výstavbou nám vznikne nová UO, která nám posílí vzdálenější oblasti a uvolní transformační výkon v Lískovci a Nošovicích. Z finančního hlediska vyšla jako druhá nejlevnější.

Varianta Lískovec sice vyšla jako nejlevnější varianta, ale neřeší nám posílení další oblasti. Což by mělo vliv na další rozvoj mimo tuto oblast.

Varianta Vratimov patří k nákladnějším variantám. Podobně jako varianta Lískovec nám neřeší posílení dalších oblastí. Při řešení této varianty musíme počítat s problémy při územním projednávání. Varianta Dětmárovice nám řeší další rozvoj přenosové sítě. Řeší nám také posílení vzdálenějších oblastí a uvolnění výkonu v Lískovci a Nošovicích, ale z hlediska ekonomického nám vyšla jako nejdražší varianta. Z toho důvodu nebyla tato varianta vybrána k realizaci. [4]

7. Stanovení optimální varianty – Varianta Kletné (5.2.4.)

V kapitole 5 a 6 jsem prováděl rozbor jednotlivých variant pro možnost napojení nových odběrných míst. Z výše popsaných variant jsem dospěl k závěru, že optimální variantou je varianta s dostavbou nové rozvodny v Kletné. Jak vyplývá ze studie zpracované EGU Brno, a.s. varianta s dostavbou Kletné je nejméně náročná jak realizačně, tak i cenově. Z tohoto důvodu se budu touto variantou podrobněji zabývat.

7.1. Popis stávajícího stavu zapojení sítě 110 kV

Pro potřeby simulace stávajícího stavu vedení jsem použil schéma zapojení distribuční a přenosové soustavy v programu Bizon. Na úrovni přenosové soustavy ZVN a VVN (400kV a 220kV) jsem provedl kontrolu zapojení dle aktuálního stavu. Případné změny jsem opravil. Na úrovni distribuční soustavy VVN (110kV) jsem provedl kontrolu dle aktuálního stavu. Případné změny

v zapojení jsem opravil. Abych se co jak nejvíce přiblížil skutečnému stavu zapojení vedení, doplnil jsem do každého uzlu (napájecího, odběrového i pomocného) aktuální hodnoty ze zimního měření provedeného v roce 2011. Měření obsahuje celkový instalovaný výkon (P_{inst}), Výrobu v uzlu (P_{vyr} , Q_{vyr} , P_{rez}), Spotřebu v uzlu (P_{spo} , Q_{spo}) a celkovou bilanci uzlu (P_{bil} , Q_{bil}). Kladné hodnoty znamenají výrobu v uzlu a záporné hodnoty spotřebu v uzlu. Do výpočetního programu jsem doplňoval celkovou bilanci v uzlu. Celkové bilance ze zimního měření v jednotlivých uzlech jsou uvedeny v příloze č. 1. Po vložení bilancí do jednotlivých uzlů, jsem si provedl kontrolní výpočet zatížení linek a napětí na vedení. Jelikož výsledky napětí na jednotlivých vedeních neodpovídalo normě ČSE EN 50160, bylo nutné provést úpravy odboček na jednotlivých transformátorech. Odbočky jsem nastavoval postupným snižováním, nebo zvyšováním odboček po jednotlivých stupních. Po každé úpravě jsem provedl výpočet. Takto jsem postupoval až do doby, kdy napětí na jednotlivých transformátorech odpovídalo výše zmíněné normě. V příloze č.2 jsou uvedeny skutečné hodnoty instalovaných 3vlnových transformátoru, konečné nastavení odboček a činné ztráty. V příloze č.3 jsou uvedeny skutečné hodnoty instalovaných 2vlnových transformátoru, konečné nastavení odboček a činné ztráty. Jakmile bylo v celé distribuční soustavě napětí vpořádku provedl jsem výpočet ustáleného chodu sítě.

Distribuční vedení VVN je pro potřeby výpočtu rozděleno na 6 uzlových soustav a to:

1. ALB:4:A – ve schématu základního zapojení má barvu červenou
2. ALB:4:B – ve schématu základního zapojení má barvu zelenou
3. KRA:4:A – ve schématu základního zapojení má barvu modrou
4. MNI:1:A – ve schématu základního zapojení má barvu světle modrou
5. OTR:4:A – ve schématu základního zapojení má barvu růžovou
6. PGW:1:A – ve schématu základního zapojení má barvu oranžovou

Seznam uzlu náležící konkrétní uzlové oblasti jsou umístěny v příloze č. 4.

Dále byly nastaveny následující parametry:

- Zadaná přesnost: $\Delta P = 0,350$ [MW], $\Delta Q = 0,750$ [MVA]
- Počty iterací: $N_{min} = 3$, $N_{max} = 10$
- Tisková délka jmén: LTJ = 18
- Meze poměrného napětí: $E_{min} = 0,800$, $E_{max} = 1,300$ [-]

7.2. Výpočet ustáleného chodu sítě pro stávající stav

7.2.1. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 1 ALB:4:A

Pro výpočet uzlové oblasti ALB:4:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.1 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti ALB:4:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
Uzly	518	268,2	542,7	192,2
Generátory	43	13	0	0
Odběry	0	0	9	4

Po dosažení všech injekcí do jednotlivých uzlu jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.2 průměrná uzlová napětí v oblasti ALB:4:A

Průměrná uzlová napětí							
Un [kV]	N uz	Umin [kV]	Umin [%]	Umax [kV]	Umax [%]	Ustř [kV]	Ustř [%]
110	57	107,3	97,5	112,5	102,2	110,1	100,1

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 107,3 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu NJI:1:A, což je 97,5% U_n

Maximální napětí 112,5 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu EDE:1:A1, což je 102,2% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 110,1 kV, což je 100,1% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti ALB:4:A

Tab.č. 7.3 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVAr]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
561	551,7	9,2	281,2	196,2	106,4	21,4

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 9,2 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 4,748 MW, ztráty na 2-vinutových trafech 4,096 MW a ztráty na 3-vinutových trafech 0,444 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 85 MVAr musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 21,4 MVAr. Výsledek je 106,4 MVAr, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:A

Tab.č. 7.4 celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:A

Zatížení[%]			
Imin	Imax	Umin	Umax
0	138	97,5	102,2

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trafo. Maximální hodnoty 138% jsme dosáhli na 2-vinutovém transformátoru v uzlu RIV:1:A na trafu RIV: :T101.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 97,5% jsem dosáhl v uzlu NJI:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 102,2% jsem dosáhl v uzlu EDE:1:A1

7.2.2. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 2 ALB:4:B

Pro výpočet uzlové oblasti ALB:4:B byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.5 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti ALB:4:B

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	1567,3	121,2	1491,5	294
Generátory	30	17	0	0
Odběry	0	0	61,1	23,8

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.6 průměrná uzlová napětí v oblasti ALB:4:B

Průměrná uzlová napětí							
Un [kV]	N uz	Umin [kV]	Umin [%]	Umax [kV]	Umax [%]	Ustř [kV]	Ustř [%]
110	84	107,5	97,7	115,8	105,2	112	101,8

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 107,5 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu SVM:1:B, což je 97,7% U_n

Maximální napětí 115,8 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu HZI:1:C, což je 105,2% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 112 kV, což je 101,8% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti ALB:4:B

Tab.č. 7.7 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
1597,3	1552,6	44,6	138,2	317,8	415,2	594,9

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 44,6 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 36,274 MW, ztráty na 2-vinutových trasech 5,101 MW a ztráty na 3-vinutových trasech 3,264 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je -179,6 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 594,9 MVar. Výsledek je 415,2 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:B

Tab.č. 7.8 celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:B

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	128	97,7	105,2

Hodnota I_{\max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 128% jsme dosáhli na 2-vinutovém transformátoru v uzlu HRE:1:B na traťu HRE::T101.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 97,7% jsem dosáhl v uzlu SVM:1:B

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 105,2% jsem dosáhl v uzlu HZI:1:C

7.2.3. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 3 KRA:4:A

Pro výpočet uzlové oblasti KRA:4:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.9 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti KRA:4:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	126,9	0	317,6	68,7
Odběry	195	52	0	0

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavení odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.10 průměrná uzlová napětí v oblasti KRA:4:A

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N _{uz}	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	20	107,4	97,6	112,3	102,1	110,3	100,3

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 107,4 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu STE:1:A, což je 97,6% U_n

Maximální napětí 112,3 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu KRA:1:A2, což je 102,1% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 110,3 kV, což je 100,3% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti KRA:4:A

Tab.č. 7.11 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
321,9	317,6	4,3	52,7	68,7	54,1	70,1

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 4,3 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 2,938 MW, ztráty na 2-vinutových trafech 0,628 MW a ztráty na 3-vinutových trafech 0,975 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je -16 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 70,1 MVar. Výsledek je 54,1 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti KRA:4:A

Tab.č. 7.12 celkové zatížení uzlové oblasti KRA:4:A

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	65	97,6	102,1

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trafa. Maximální hodnoty 65% jsme dosáhli na 3-vinutovém transformátoru v uzlu KRA:1:B2 na trafu KRA::T403.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 97,6% jsem dosáhl v uzlu STE:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 102,1% jsem dosáhl v uzlu KRA:1:A2

7.2.4. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 4 MNI:1:A

Pro výpočet uzlové oblasti MNI:1:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.13 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti MNI:1:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	55,8	38,3	55,7	38,1
Odběry	0	0	0	0

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlu jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.14 průměrná uzlová napětí v oblasti MNI:1:A

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N uz	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	4	114	103,6	114,4	104	114,2	103,8

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 114 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu UST:1:A, což je 103,6% U_n

Maximální napětí 114,4 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu MNI:1:A, což je 104% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 114,2 kV, což je 103,8% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti MNI:1:A

Tab.č. 7.15 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVAr]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
55,8	55,7	0,1	38,3	38,1	1	0,8

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 0,1 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 0,042 MW a ztráty na 3-vinuťových trasech 0,066 MW. V této uzlové oblasti se nenachází 2-vinuťové transformátory.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 0,2 MVAr musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 0,8 MVAr. Výsledek je 1MVAr, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti MNI:1:A

Tab.č. 7.16 celkové zatížení uzlové oblasti MNI:1:A

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	38	103,6	104

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 38% jsme dosáhli na 3-vinuťovém transformátoru v uzlu TZ4:1:B2, TZ4:22:B na trase TZ4::T107.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 103,6% jsem dosáhl v uzlu UST:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 104% jsem dosáhl v uzlu MNI:1:A

7.2.5. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 5 OTR:4:A

Pro výpočet uzlové oblasti OTR:4:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.17 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti OTR:4:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
Uzly	1137,6	251,4	395,8	71,2
Odběry	0	0	740,5	141,8

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavení odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.18 průměrná uzlová napětí v oblasti OTR:4:A

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N uz	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	10	114,6	104,2	115,4	104,9	115,1	104,6

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 114,6kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu SLU:1:A, což je 104,2% U_n

Maximální napětí 115,4kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu PRJ:1:A, což je 104,9% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 115,1kV, což je 104,6% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti OTR:4:A

Tab.č. 7.19 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
1137,6	1136,3	1,2	251,4	213,1	71,8	33,5

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 1,2 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 0,115 MW a ztráty na 3-vinuťových trasech 1,163 MW. V této uzlové oblasti se nenachází 2-vinuťové transformátory.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 38,3 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 33,5 MVar. Výsledek je 71,8 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti OTR:4:A

Tab.č. 7.20 celkové zatížení uzlové oblasti OTR:4:A

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	120	104,2	104,9

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 120% jsme dosáhli na 3-vinuťovém transformátoru v uzlu OTR:1:A na trase OTR::T401.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 104,2% jsem dosáhl v uzlu SLU:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 104,9% jsem dosáhl v uzlu PRJ:1:A

7.2.6. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 6 PGW:1:A

Pro výpočet uzlové oblasti PGW:1:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.21 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti PGW:1:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	44,3	22,3	44	19

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.22 průměrná uzlová napětí v oblasti PGW:1:A

Průměrná uzlová napětí							
Un [kV]	N uz	Umin [kV]	Umin [%]	Umax [kV]	Umax [%]	Ustř [kV]	Ustř [%]
110	4	116	105,4	116,2	105,6	116,1	105,5

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 116 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu CSM:1:B, DA1:1:B, což je 105,4% U_n

Maximální napětí 116,2kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu PGW:1:A, což je 105,6% U_n

Průměrná napětí ve všech uzlech je 116,1kV, což je 105,5% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti PGW:1:A

Tab.č. 7.23 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
44,3	44	0,3	22,3	19	3,7	0,4

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 0,3 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 0,04MW, ztráty na 2-vinuťových trasech 0,119 MW a ztráty na 3-vinuťových trasech 0,136 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 3,3 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 0,4 MVar. Výsledek je 3,7 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti PGW:1:A

Tab.č. 7.24 celkové zatížení uzlové oblasti PGW:1:A

Zatížení[%]			
Imin	Imax	Umin	Umax
0	45	105,4	105,6

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 45% jsme dosáhli na 3-vinuťovém transformátoru v uzlu DA1:1:B, DA1:22:B na tratu DA1::T102.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 105,4% jsem dosáhl v uzlu CSM:1:B, DA1:1:B

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 105,6% jsem dosáhl v uzlu PGW:1:A

7.3. Popis nového stavu zapojení sítě 110 kV

V kapitole 7.1. jsem provedl simulaci současného reálného stavu zapojení distribuční soustavy VVN 110 kV oblast severní Morava. Poté jsem nasimuloval stav po dostavbě rozvodny 400/110 kV v oblasti Kletné. Nová rozvodna se na straně přenosové soustavy (400 kV) zaústí na stávající vedení V459 Nošovice – H. Životice smyčkou. Smyčka se nachází cca 54 km od rozvodny Nošovice a nově bude vybudováno dvojité vedení v délce cca. 4 km. Nová rozvodna bude osazena dvěma trojvinuťovými transformátory 400/110 kV o výkonu 350 MVA, který by vzájemně spolupracovali do společné uzlové oblasti 110 kV. Pro vytvoření nové uzlové oblasti je nutné zaústit stávající vedení VVN do nové rozvodny. Týká se to následujících vedení. Dvojpotahu V651, V652 rozvodny Elektrárna Třebovice, vedení V5659, V5660 prosmýčkané přes rozvodny Vítkov a Odry, vedení

V5662, V5661 na kterých se nachází rozvodna Suchdol ČD a končí v rozvodně Hranice, vedení V5654 do rozvodny Nový Jičín a nové vedení V5655, které vede částečně na společných podpěrách s vedením V5656 jdoucím z rozvodny Nový Jičín a končící v rozvodně Příbor.

Do nasimulovaného současného stavu (viz kapitola 7.1. a 7.2.) ve výpočetním programu Bizon, jsem musel zanést veškeré výše popsané změny v zapojení distribuční soustavy VVN 110 kV graficky. Dále jsem provedl změny v zapojení sítě:

- V rozvodně Hranice jsem přepojil vedení V5662, V5661 z přípojnice A na přípojnici B, vedení V578, V579, V580 z přípojnice B na přípojnici A.
- V rozvodně Příbor jsem přepojil vedení V5656, V5655, V617 z přípojnice A na přípojnici B, vedení V659b, V660b z přípojnice B na přípojnici A.
- V rozvodně Třebovice jsem přepojil vedení V613, V614, V653 a zdroje T16, T26, T29, TG15 z přípojnice B na přípojnici A, vedení V5640, V5641, V615, V616, V633, V634, V651a, V652a, V654, V681, V682a a zdroje T20, T21 z přípojnice B na přípojnici A.
- V rozvodně Vsetín jsem přepojil trafo T102 z přípojnice B na přípojnici A.

Bilance zatížení jednotlivých transformátorů (viz příloha č.1) jsem ponechal beze změn. Po provedení změn v zapojení dle uvažovaného normálového stavu pro zapojení s novou rozvodnou Kletné, jsem provedl kontrolní výpočet zatížení linek a napětí na vedeních. Opět jsem se setkal s tím, že výsledky napětí neodpovídaly normě. Tak jako ve stávajícím stavu, tak i zde jsem musel provést úpravy na odbočkách na distribučních transformátorech. Postupně jsem snižoval, nebo zvyšoval odbočky do té doby, než jsem docílil správných hodnot. Jakmile jsem docílil správného napětí v novém stavu zapojení distribuční soustavy VVN 110 kV, přistoupil jsem k provedení výpočtu ustáleného chodu sítě. Oproti výpočtu u stávajícího stavu nám v novém stavu přibyla uzlová soustava KLE:400:B. Výpočet bude tedy proveden pro 7 uzlových soustav.

1. ALB:4:A - ve schématu základního zapojení má barvu červenou
2. ALB:4:B - ve schématu základního zapojení má barvu zelenou
3. KLE:400:B - ve schématu základního zapojení má barvu světle modrou
4. KRA:4:A - ve schématu základního zapojení má barvu modrou
5. MNI:1:A - ve schématu základního zapojení má barvu hnědou
6. OTR:4:A - ve schématu základního zapojení má barvu fialovou
7. PGW:1:A - ve schématu základního zapojení má barvu oranžovou

Parametry výpočetního programu zůstaly nezměněny:

- | | |
|--------------------------|---|
| • Zadaná přesnost: | $\Delta P = 0,350$ [MW], $\Delta Q = 0,750$ [MVA] |
| • Počty iterací: | $N_{\min} = 3$, $N_{\max} = 10$ |
| • Tisková délka jmen: | LTJ = 18 |
| • Meze poměrného napětí: | $E_{\min} = 0,800$, $E_{\max} = 1,300$ [-] |

7.4. Výpočet ustáleného chodu sítě pro nový stav

7.4.1. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 1 ALB:4:A

Pro výpočet uzlové oblasti ALB:4:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující

tabulce.

Tab.č. 7.25 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti ALB:4:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
Uzly	216	134,8	244,3	95,2
Generátory	43	13	0	0
Odběry	0	0	9	4

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlu jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavení odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č.7.26 průměrná uzlová napětí v oblasti ALB:4:A

Průměrná uzlová napětí							
Un [kV]	N uz	Umin [kV]	Umin [%]	Umax [kV]	Umax [%]	Ustř [kV]	Ustř [%]
110	28	105,7	96,1	108	98,2	106,9	97,1

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 105,7 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu CLO:1:T103, což je 96,1% U_n

Maximální napětí 108 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu HAV:1:B, což je 98,2% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 106,9kV, což je 97,1% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti ALB:4:A

Tab.č. 7.27 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVAr]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
259	253,3	5,7	147,8	99,2	56,2	7,6

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 5,7 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 3.613MW, ztráty na 2-vinuťových traftech 1.610 MW a ztráty na 3-vinuťových traftech 0.515 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 48,6 MVAr musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 7,6 MVAr. Výsledek je 56,2 MVAr, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:A

Tab.č. 7.28 celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:A

Zatížení[%]			
Imin	Imax	Umin	Umax
0	81	96,1	98,2

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trafa. Maximální hodnoty 81% jsme dosáhli na 2-vinuťovém transformátoru v uzlu NH4:22:A na trafu NH4::T1.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 96,1% jsem dosáhl v uzlu CLO:1:T103
 Maximální procentuální hodnoty napětí a to 98,2% jsem dosáhl v uzlu HAV:1:B

7.4.2. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 2 ALB:4:B

Pro výpočet uzlové oblasti ALB:4:B byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.29 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti ALB:4:B

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	1461,6	396,1	1624	415,9
Generátory	276	78	0	0
Odběry	0	0	55	22,8

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.30 průměrná uzlová napětí v oblasti ALB:4:B

Průměrná uzlová napětí							
Un [kV]	N uz	Umin [kV]	Umin [%]	Umax [kV]	Umax [%]	Ustř [kV]	Ustř [%]
110	101	107,5	97,6	116,4	105,8	112,8	102,5

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 107,5kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu VIT::T102_P, což je 97,6% U_n

Maximální napětí 116,4kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu RLV:1:V571, což je 105,8% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 112,8 kV, což je 102,5% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti ALB:4:B

Tab.č.7.31 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
1737,6	1679,1	58,5	474,1	438,7	638,7	603,4

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 58,5 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 41,350 MW, ztráty na 2-vinutových trasech 11,311 MW a ztráty na 3-vinutových trasech 5,860 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 35,4 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 603,4 MVar. Výsledek je 638,7 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:B

Tab.č. 7.32 celkové zatížení uzlové oblasti ALB:4:B

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	663	97,6	105,8

Hodnota I_{\max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trafa. Maximální hodnoty 663% jsme dosáhli na 2-vinuťovém transformátoru v uzlu EDE:1:A3 na trafu EDE::T103.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 97,6% jsem dosáhl v uzlu VIT::T102_P

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 105,8% jsem dosáhl v uzlu RLV:1:V571

7.4.3. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 3 KLE:400:B

Pro výpočet uzlové oblasti KLE:400:B byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č.7.33 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti KLE:400:B

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	177,1	67,5	166	31
Odběry	0	0	6	1

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavení odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.34 průměrná uzlová napětí v oblasti KLE:400:B

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N _{uz}	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	15	106,8	97	114	103,6	110,7	100,6

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 106,8kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu SRD:1:T101, což je 97% U_n

Maximální napětí 114kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu KLE:1:B, což je 103,6% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 110,7kV, což je 100,6% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti KLE:400:B

Tab.č. 7.35 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
177,1	172	5,1	67,5	32	43,7	8,3

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 5,1MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 3,441 MW, ztráty na 2-vinutových trafech 1,078 MW a ztráty na 3-vinutových trafech 0,669 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 35,5 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 8,3 MVar. Výsledek je 43,7 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti KLE:400:B

Tab.č. 7.36 celkové zatížení uzlové oblasti KLE:400:B

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	130	97	103,6

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 130% jsme dosáhli na 2-vinutovém transformátoru v uzlu HRE:1:B na trať HRE:1:T101.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 97 % jsem dosáhl v uzlu SRD:1:T101

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 103,6% jsem dosáhl v uzlu KLE:1:B

7.4.4. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 4 KRA:4:A

Pro výpočet uzlové oblasti KRA:4:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.37 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti KRA:4:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	126,9	0	317,6	68,6
Odběry	195	52,7	0	0

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavění odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č.7.38 průměrná uzlová napětí v oblasti KRA:4:A

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N uz	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	20	107,4	97,6	112,3	102,1	110,3	100,3

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 107,4 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu STE:1:A, což je 97,6% U_n

Maximální napětí 112,3 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu KRA:1:A2, což je 102,1% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 110,3 kV, což je 100,3% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti KRA:4:A

Tab.č. 7.39 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVAr]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
321,9	317,6	4,3	52,7	68,6	54,2	70,1

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 4,3 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 2,938 MW, ztráty na 2-vinutových trasech 0,627 MW a ztráty na 3-vinutových trasech 0,975 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je -15,9 MVAr musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 70,1 MVAr. Výsledek je 54,2 MVAr, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti KRA:4:A

Tab.č. 7.40 celkové zatížení uzlové oblasti KRA:4:A

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	65	97,6	102,1

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 65% jsme dosáhli na 3-vinutovém transformátoru v uzlu KRA:4:A, KRA:1:B2 na trať KRA::T403.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 97,6% jsem dosáhl v uzlu STE:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 102,1% jsem dosáhl v uzlu KRA:1:A2

7.4.5. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy MNI:1:A

Pro výpočet uzlové oblasti MNI:1:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.41 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti MNI:1:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
Uzly	55,8	38,3	55,7	38,1
Odběry	0	0	0	0

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.42 průměrná uzlová napětí v oblasti MNI:1:A

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N uz	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	4	114	103,6	114,4	104	114,2	103,8

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 114 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu UST:1:A, což je 103,6% U_n

Maximální napětí 114,4 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu MNI:1:A, což je 104% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 114,2 kV, což je 103,8% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti MNI:1:A

Tab.č. 7.43 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
55,8	55,7	0,1	38,3	38,1	1	0,8

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 0,1 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 0,042 MW a ztráty na 3-vinuťových trafech 0,066 MW. V této uzlové oblasti se nenachází 2-vinuťové transformátory.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 0,2 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 0,8 MVar. Výsledek je 1MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti MNI:1:A

Tab.č. 7.44 celkové zatížení uzlové oblasti MNI:1:A

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	36	103,6	104

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trafa. Maximální hodnoty 36% jsme dosáhli na 3-vinuťovém transformátoru v uzlu TZ4:1:B2 na trafu TZ4::T107.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 103,6% jsem dosáhl v uzlu UST:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 104% jsem dosáhl v uzlu MNI:1:A

7.4.6. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 6 OTR:4:A

Pro výpočet uzlové oblasti OTR:4:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.45 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti OTR:4:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Uzly	1137,6	251,4	395,8	71,2
Odběry	0	0	740,5	141,8

Po dosazení všech injekcí do jednotlivých uzlů jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavení odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.46 průměrná uzlová napětí v oblasti OTR:4:A

Průměrná uzlová napětí							
Un [kV]	N uz	Umin [kV]	Umin [%]	Umax [kV]	Umax [%]	Ustř [kV]	Ustř [%]
110	10	114,6	104,2	115,4	104,9	115,1	104,6

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 114,6kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu SLU:1:A, což je 104,2% U_n

Maximální napětí 115,4kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu PRJ:1:A, což je 104,9% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 115,1kV, což je 104,6% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti OTR:4:A

Tab.č. 7.47 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
1137,6	1136,3	1,2	251,4	213,1	71,8	33,5

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 1,2 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 0,115 MW a ztráty na 3-vinuťových trasech 1,163 MW. V této uzlové oblasti se nenachází 2-vinuťové transformátory.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 38,3 MVar musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 33,5 MVar. Výsledek je 71,8 MVar, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti OTR:4:A

Tab.č. 7.48 celkové zatížení uzlové oblasti OTR:4:A

Zatížení[%]			
Imin	Imax	Umin	Umax
0	120	104,2	104,9

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trať. Maximální hodnoty 120% jsme dosáhli na 3-vinuťovém transformátoru v uzlu OTR:1:A na trase OTR::T401.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 104,2% jsem dosáhl v uzlu SLU:1:A

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 104,9% jsem dosáhl v uzlu PRJ:1:A

7.4.7. Výpočet ustáleného chodu uzlové soustavy 7 PGW:1:A

Pro výpočet uzlové oblasti PGW:1:A byly do jednotlivých uzlů této soustavy dodány hodnoty dodávky, nebo odběru. Přehled celkových bilancí pro tuto uzlovou oblast je uveden v následující tabulce.

Tab.č. 7.49 přehled celkových injekcí v uzlové oblasti PGW:1:A

	Přehled celkových injekcí			
	Dodávka		Odběr	
	Činná	Jalová	Činný	Jalový
	[MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]
Uzly	44,3	22,3	44	19

Po dosažení všech injekcí do jednotlivých uzlu jsem musel provést úpravu uzlových napětí. Změnu napětí jsem provedl přestavěním odbočky na transformátorech. Průměrná uzlová napětí jsou uvedena v následující tabulce.

Tab.č. 7.50 průměrná uzlová napětí v oblasti PGW:1:A

Průměrná uzlová napětí							
U _n [kV]	N uz	U _{min} [kV]	U _{min} [%]	U _{max} [kV]	U _{max} [%]	U _{stř} [kV]	U _{stř} [%]
110	4	116	105,4	116,2	105,6	116,1	105,5

N_{uz} počet uzlů v uzlové oblasti

Minimální napětí 116 kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu CSM:1:B, DA1:1:B, což je 105,4% U_n

Maximální napětí 116,2kV bylo vypočteno v odběrovém uzlu PGW:1:A, což je 105,6% U_n

Průměrné napětí ve všech uzlech je 116,1kV, což je 105,5% U_n

Celková bilance a zatížení uzlové oblasti PGW:1:A

Tab.č. 7.51 celková bilance a zatížení v UO

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVA _r]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
44,3	44	0,3	22,3	19	3,7	0,4

Z tabulky je patrné, že rozdíl u činného výkonu mezi dodávkou a odběrem je 0,3 MW, což jsou ztráty. Ztráty se dělí na ztráty na vedení 0,04MW, ztráty na 2-vinuťových trasech 0,119 MW a ztráty na 3-vinuťových trasech 0,136 MW.

K rozdílu u jalového výkonu mezi dodávkou a odběrem což je 3,3 MVA_r musíme přičíst ještě kapacitní jalový výkon vedení 0,4 MVA_r. Výsledek je 3,7 MVA_r, což jsou jalové ztráty vedení.

Celkové zatížení uzlové oblasti PGW:1:A

Tab.č. 7.52 celkové zatížení uzlové oblasti PGW:1:A

Zatížení[%]			
I _{min}	I _{max}	U _{min}	U _{max}
0	45	105,4	105,6

Hodnota I_{max} z předchozí tabulky nám udává nejvyšší procentuální zatížení trafa. Maximální hodnoty 45% jsme dosáhli na 3-vinuťovém transformátoru v uzlu DA1:1:B, DA1:22:B na trafu DA1::T102.

Minimální procentuální hodnoty napětí a to 105,4% jsem dosáhl v uzlu CSM:1:B, DA1:1:B

Maximální procentuální hodnoty napětí a to 105,6% jsem dosáhl v uzlu PGW:1:A. [6]

8. Závěr

V bakalářské práci jsem provedl provést simulaci a výpočet dostavby nové rozvodny Kletné do stávajícího vedení VVN 110kV. Jako podklad jsem použil studii od EGU Brno, a.s. Dále jsem provedl simulaci stávajícího stavu a provedl výpočet, který jsem uložil pro pozdější porovnání. Do stávajícího stavu jsem zakreslil novou rozvodnu v Kletné a provedl úpravy zapojení a výpočet. Stávající zapojení bylo rozděleno na 6 uzlových soustav. V zapojení nové rozvodny přibyla jedna uzlová oblast. Z výsledku výpočtu se změnou zapojení a porovnáním nového a stávajícího stavu, změnili hodnoty pouze u dvou uzlových oblastí. Změny nastaly v uzlové oblasti ALB:4:A a ALB:4:B.

V uzlové oblasti ALB:4:A došlo dostavbou nové rozvodny Kletné ke snížení všech veličin jak u činného, tak i u jalového výkonu. Hodnoty o které se snížil činný a jalový výkon jsou uvedeny v následující tabulce.

Tab.č. 8.1 rozdíl celková bilance a zatížení v UO ALB:4:A

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
302	298,4	3,5	133,4	97	50,2	13,8

Z tabulky je patrné, že u dodávky činného výkonu klesla hodnota o 302 MW, což je pokles o 53,8%, u odběru činného výkonu o 298,4 MW což je 54% a ztráty klesly o 3,5 MW což představuje pokles o 38,2% oproti původním hodnotám před dostavbou Kletné. U jalového výkonu klesla hodnota u dodávky o 133,4 MVar což představuje pokles o 47,4%, u odběru nám hodnota klesla o 97 MVar což odpovídá 49,3% , ztráty nám poklesly o 50,2 MVar což je 47,1% a kapacitní jalový výkon nám poklesl o 13,8 MVar což je 64,5% původních hodnot před dostavbou Kletné.

V uzlové oblasti ALB:4:B došlo dostavbou nové rozvodny Kletné k mírnému nárůstu všech veličin jak u činného, tak i u jalového výkonu. Hodnoty o které se zvýšil činný a jalový výkon jsou uvedeny v následující tabulce.

Tab.č. 8.2 rozdíl celková bilance a zatížení v UO ALB:4:B

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
140,3	126,5	13,9	335,9	120,9	223,4	8,5

Z tabulky je patrné, že u dodávky činného výkonu vzrostla hodnota o 140,2 MW, což je nárůst o 8,7%, u odběru činného výkonu o 126,5 MW což je nárůst o 8,1% a ztráty vzrostly o 13,9 MW což představuje nárůst o 31,2% oproti původním hodnotám před dostavbou Kletné. U Jalového výkonu vzrostla hodnota u dodávky o 335,9 MVar což představuje nárůst o 243%, u odběru nám hodnota vzrostla o 120,9 MVar což odpovídá 38% , ztráty nám vzrostly o 223,4 MVar což je 53,8% a kapacitní jalový výkon nám vzrostl o 8,5 MVar což je nárůst o 1,4% původních hodnot před dostavbou Kletné.

Z tabulek (8.1) a (8.2) je zřejmé, že zaústěním nové rozvodny VVN 110 kV Došlo k odlehčení uzlové oblasti ALB:4:A . Naopak změnou zapojení došlo k většímu zatížení uzlové oblasti ALB:4:B. V ostatních uzlových oblastech KRA:4:A, MNI:1:A, OTR:4:A a PGW:1:A, se změnou zapojení a dostavbou rozvodny hodnoty injekcí, bilancí a zatížení nezměnily. Na nově budovanou rozvodnu Kletné byly převedeny rozvodny NJI, PRI, SDD, KOP, HRE, DEZ, VME, VST, USD, SRD. Nová uzlová soustava KLE:400:B převezme následující injekce, bilance a zatížení.

Tab.č. 8.3 celková bilance a zatížení v UO KLE:400:B

Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
177,1	172	5,056	67,5	32	43,783	8,3

Změnou zapojení a dostavbou rozvodny do distribuční soustavy VVN 110 kV na severní Moravě došlo k navýšení činného výkonu u dodávky o 15,5 MW. U jalového výkonu došlo k navýšení u dodávky o 270 MVar.

Tab.č. 8.4 celková srovnání bilancí a zatížení za všechny UO

	Činný výkon [MW]			Jalový výkon [MVar]			
	Dodávka	Odběr	Ztráty	Dodávka	Odběr	Ztráty	kapacitní jalový výkon
před dostavbou Kletné	3717,8	3657,9	59,9	784,2	852,8	652,5	721,2
po dostavbě Kletné	3733,3	3657,9	75,3	1054,2	908,7	869,6	724,2
Rozdíl	15,5	0	15,5	270	55,9	217	3

Závěrem lze konstatovat, že dostavbou nové rozvodny Kletné do distribuční soustavy VVN 110 kV docílíme odlehčení některých uzlových oblastí a převedení části odběru a rozvodu na novou uzlovou oblast. Dostavbou rozvodny bude možné na odlehčené UO a nově vzniklou UO napojit nové odběrné místa a nově plánované průmyslové zóny.

9. Použitá literatura

- [1] <http://www.tzb-info.cz/4151-venkovni-vedeni-vvn-i>
- [2] Lysenko Vladimír: VN zdroje - zdroje vysokého napětí - pokusy a experimenty, měření a měřicí přístroje, ochranné pomůcky, BEN - technická literatura, 2008, ISBN 978-80-7300-235-0
- [3] http://www.pslib.cz/pe/skola/studijni_materialy/prum_rozvody/dokumenty/druhy_rozvodu.pdf
- [4] studie EGU BRNO, a.s. „Analýza napájení oblasti 110 kV Nošovice, Lískovec v perspektivě při respektování požadavků nových průmyslových zón
- [5] http://fei1.vsb.cz/kat420/vyuka/hgf/rozvody_lomy/07_zajisteni_dodavky_zdroje.pdf
- [6] Výpočetní program Bizon

10. Přílohy

- I. Schéma základního zapojení stávajícího stavu
- II. Schéma základního zapojení nového stavu
- III. Schéma ztrát stávající stav
- IV. Schéma ztrát nový stav
- V. Schéma toku výkonu stávající stav
- VI. Schéma toku výkonu nový stav
- VII. Příloha CD se vstupními a výstupními parametry